

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти газа и
продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»

УДК 622.692.4:620.9-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Бек В.Г.		14.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	К.Г.-М.Н.		14.06.2021

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	К.П.Н		14.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Е.И.	К.Э.Н.		05.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Фех А.И.	—		22.05.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.П.Н.		14.06.2021

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критерии в АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Бек Валерию Геннадьевичу

Тема работы:

«Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 г. №36-80/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования нефтепровода – участок нефтепровода «Юргамыш-Ленинск» диаметром 1220х14 мм; Плотность продукта: 861,3 кг/м ³ ; Протяженность участка 500 км.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Литературный обзор источников по проблеме повышения энергоэффективности транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов; Изучение объекта и сравнительный анализ технологий перекачки; Анализ основных методов повышения энергоэффективности транспортировки нефти и определение достоинств и недостатков каждого; Выбор оптимального метода; Обзор основ расчета эффективности применения выбранного метода; Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций по применению технологии с целью повышения энергоэффективности транспортировки нефти;

	Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность»; Заключение и выводы по работе.
Перечень графического материала	Алгоритм оценки эффективности применения частотно-регулируемого привода.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Фех А.И., старший преподаватель ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.01.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	К.Г.-М.Н.		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Бек Валерий Геннадьевич		25.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Бек Валерию Геннадьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки».

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на оборудование – 25990 руб. Общая стоимость суммы зарплат и отчислений во внебюджетные фонды – 278531 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 1,3; Дополнительная заработная плата – 20%; Премии – 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение сегментирования. Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов работ, трудоемкости работ; разработка графика Ганта; Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение показателей ресурсоэффективности научного исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Бек Валерий Геннадьевич		25.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Бек Валерию Геннадьевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является магистральная нефтеперекачивающая станция
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021); – РД-13.110.00-КТН-031-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО "Транснефть"; – ГОСТ Р 12.0.001-2013 Система стандартов безопасности. Основные положения; – ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень шума; 2. Повышенный уровень вибрации; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы: 1. Пожаровзрывобезопасность; 2. Электрический ток; 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
3. Экологическая безопасность:	– загрязнение атмосферного воздуха;

	– загрязнение почвенно-растительного покрова; – загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – разгерметизация трубопровода с аварийным разливом нефти; – возникновение пожара. Наиболее типичная ЧС: – разгерметизация трубопровода с аварийным разливом нефти

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Фех Алина Ильдаровна	—		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Бек Валерий Геннадьевич		25.01.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2021	Введение	5
26.02.2021	Обзор литературы	20
08.03.2021	Характеристика объекта исследования	10
24.03.2021	Выбор оптимального метода повышения энергоэффективности	15
27.04.2021	Расчеты и аналитика	15
05.06.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
22.05.2021	Социальная ответственность	10
04.06.2021	Заключение	5
10.06.2021	Презентация	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	к.г.-м.н.		25.01.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н		25.01.2021

Определения, сокращения, нормативные ссылки

Определения:

Магистральный нефтепровод: единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Пропускная способность нефтепровода: количество нефти, проходящее по нефтепроводу за единицу времени.

Перекачка нефти: процесс перемещения нефти по трубопроводу.

Перекачивающая станция магистрального нефтепровода: объект магистрального нефтепровода, включающий комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

Срок безопасной эксплуатации: период работы трубопровода, в течение которого гарантируется его безотказная работа при разрешенном (допустимом) рабочем давлении.

Технологический режим: документально оформленный порядок взаимодействия насосного оборудования, трубопроводных систем, резервуарных парков, систем энергоснабжения и автоматики, обеспечивающий безопасную перекачку нефти с требуемой производительностью.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			1	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

Частотно-регулируемый привод: система управления частотой вращения ротора асинхронного (или синхронного) электродвигателя.

Сокращения:

КПД – коэффициент полезного действия;

КП СОД – камера пуска средств очистки и диагностики;

КТР – карта технологических режимов;

МН – магистральный нефтепровод;

МНА – магистральный насосный агрегат;

НА – насосный агрегат;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПТП – противотурбулентные присадки;

РД – регулятор давления;

ЧРП – частотно-регулируемый привод;

ЭД – электродвигатель.

Нормативные ссылки:

РД-29.160.30-КТН-071-15 Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

ОР-75.180.00-КТН-039-08 Требования к технологическим схемам нефтеперекачивающих станций, профилям и схемам линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

СНиП 2.05.06 – 85. Магистральные трубопроводы: нормативно технический материал.

РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.

ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

ГОСТ 12.3.046-91 Система стандартов безопасности труда. Установки пожаротушения автоматические. Общие технические требования.

ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 103 страниц, 10 рисунков, 17 таблиц, 65 источников литературы.

Ключевые слова: энергоэффективность, нефть, магистральный нефтепровод, нефтеперекачивающая станция, насосный агрегат, частотно-регулируемый привод, экономическая эффективность.

Объект исследования: участок нефтепровода «Юргамыш-Ленинск».

Цель работы: выбор оптимального метода повышения энергоэффективности транспортировки нефти.

В процессе исследования: был проведен анализ современной системы транспортировки нефти и анализ методов повышения энергоэффективности перекачки нефти.

В результате исследования: проведен анализ методов повышения энергоэффективности транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов, приведены достоинства и недостатки каждого, выбран наиболее оптимальный метод, выполнен расчет энергоэффективности применения частотно-регулируемого привода. На основании полученных данных определено, что применение частотно-регулируемого привода позволит уменьшить расход электроэнергии на перекачку нефти, сохранив требуемую подачу.

Область применения: магистральный транспорт нефти.

Экономическая значимость работы: снижение потребления электроэнергии на перекачку нефти, повышение надежности линейной части за счет оптимизации режима перекачки, плавности запуска и остановки насосных агрегатов и снижения цикличности нагрузки.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			4	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

Abstract

Key words: energy efficiency, oil, main oil pipeline, oil pumping station, pump unit, variable frequency drive.

The object of the study: Yurgamysh-Leninsk main pipeline.

Work purpose: the choice of the optimal method for improving the energy efficiency of oil transportation.

In the course of the research: the analysis of the modern oil transportation system and the analysis of methods for improving the energy efficiency of oil pumping were carried out.

As a result of a research: the analysis of methods for increasing the energy efficiency of oil transportation through the system of oil trunk pipelines is carried out, the advantages and disadvantages of each are given, the most optimal method is chosen, the calculation of the energy efficiency of the use of a variable-frequency drive. Based on the data obtained, it was determined that the use of a variable frequency drive will reduce the energy consumption for pumping oil, while maintaining the required flow.

Application field: main transport of oil.

Economic importance of work: reduction of electricity consumption for pumping oil, increasing the reliability of the linear part by optimizing the pumping mode, smooth starting and stopping of pumping units and reducing the cyclic load

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Abstract	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			5	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

Оглавление

Введение	9
1 Обзор литературы	11
1.1 Специфика энергопотребления НПС	11
1.2 Режимы перекачки нефти	16
2 Общая характеристика объекта исследования.....	22
2.1 Рельеф и климат объекта.....	22
2.2 Объект исследования.....	22
3 Анализ имеющихся методов повышения энергоэффективности транспортировки нефти.....	23
3.1 Повышение эффективности очистки внутренней полости нефтепровода.....	23
3.2 Регулирование частоты вращения рабочего колеса насоса.....	28
3.3 Применение противотурбулентных присадок	31
3.4 Использование возобновляемых источников энергии.....	34
4 Обоснование выбора наиболее эффективного метода повышения энергоэффективности.....	36
4.1 Критерии эффективности использования частотно-регулируемого привода	37
4.1.1 Снижение затрат на электроэнергию при применении частотно-регулируемого привода.....	37
4.1.2 Оценка изменения срока службы и межремонтных интервалов электродвигателя	40
4.1.3 Оценка изменения срока службы и межремонтных интервалов нефтепроводов	42
4.1.4 Оценка экономической эффективности применения ЧРП.	45

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бек В.Г.		14.06	Содержание			
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06				
Консульт.		Брусник О.В.		14.06				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				
						Лит.	Лист	Листов
							6	93
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

5 Расчет энергоэффективности применения частотно-регулируемого привода	47
5.1 Расчет производительности нефтепровода и потерь напора на трение.....	49
5.2. Определение КПД магистральных насосов в режимах с использованием ЧРП	51
5.3 Определение снижения затрат на оплату электроэнергии	52
6 Социальная ответственность	55
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	55
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	55
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	56
6.2 Производственная безопасность	57
6.3 Анализ вредных производственных факторов	58
6.3.1 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	58
6.3.2 Превышение уровня шума	59
6.3.3 Превышение уровня вибрации	59
6.4 Анализ опасных производственных факторов	60
6.4.1 Пожароопасность и взрывоопасность	60
6.4.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	60
6.4.3 Электрический ток.....	61
6.5 Экологическая безопасность	62
6.5.1 Охрана гидросферы	62
6.5.2 Охрана литосферы	62
6.5.3 Охрана атмосферы	63
6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	64

Вывод по разделу	67
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	68
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	68
7.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	68
7.1.2 SWOT-анализ	70
7.2 Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки насосного агрегата.....	72
7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	72
7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	73
7.2.3 Разработка графика проведения проекта	74
7.3 Бюджет затрат на исследование	77
7.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования	78
7.3.2 Основная заработная плата исполнителей исследования .	78
7.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования	79
7.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	81
7.3.5 Накладные расходы	82
7.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	82
7.4 Определение ресурсоэффективности	83
Вывод по разделу	84
Заключение.....	85
Список использованных источников	86

Введение

Актуальность. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов является процессом, который характеризуется значительными затратами на электроэнергию. Эффективное использование электроэнергии, особенно для энергоемкого оборудования МН и МНПП, во многом влияет на экономику компании. В настоящее время в мире большинство компаний берут курс на экологичность, которое включает в себя: вторичное использование мусора, снижение вредных выбросов в атмосферу и загрязнения почв, а также эффективное использование энергетических ресурсов. Благодаря использованию энергосберегающих технологий возможно достичь уменьшения производственных издержек, снизить количество вредных веществ, выделяющихся в атмосферу.

Объекты группы «Транснефть» потребляют 1,3% электроэнергии от общего энергопотребления в России [1]. В настоящее время строительство трубопроводных систем не прекращается, также растет доля вязких тяжелых и застывающих нефтей в общем объеме перекачки, что увеличит потребность в электроэнергии, а электростанциям подрядной организации и своим собственным автономным дизельным электростанциям потребуются повысить ее выработку, что, в свою очередь, повлечет за собой еще большее загрязнение атмосферы.

С 2018 года ООО «Транснефтьэнерго» начала оказывать услугу энергоаудита, или энергетическое обследование – сбор информации об использовании энергоресурсов для разработки мероприятий по повышению энергоэффективности. На период с 2018 по 2023 годы ПАО «Транснефть» реализована Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бек В.Г.		14.06	Введение			
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06				
Консульт.		Брусник О.В.		14.06				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				
						Лит.	Лист	Листов
							9	93
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Таким образом, тема выпускной квалификационной работы является актуальной.

В ходе данной работы рассматриваются мероприятия, позволяющие сберечь энергию, затрачиваемую на транспортировку нефти по система магистральных нефтепроводов, а также выбор наиболее эффективных и рациональных из них.

Целью работы является выбор оптимального метода, направленного на повышение энергоэффективности транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов.

Для реализации поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

1. Изучить нормативно-техническую документацию и специальную литературу по данной тематике;
2. Провести анализ методов, позволяющих повысить энергоэффективность транспортировки нефти;
3. Обосновать выбор оптимального метода;
4. Провести расчет эффективности применения выбранного метода в системе трубопроводного транспорта.

1 Обзор литературы

1.1 Специфика энергопотребления НПС

Основными факторами, который ставит на первое место транспорт нефти при помощи системы магистральных трубопроводов является бесперебойность подачи и себестоимость транспортировки.

На рисунке 1 [47] представлен анализ эффективности использования различных видов транспорта на основе физического показателя, характеризующего действующие при транспортировке нефти силы сопротивления, коэффициента силы сопротивления движению со стороны среды, который показал, что наименьшее значение коэффициента имеет водный транспорт (0,0013), далее следует железнодорожный (0,0029), самое большое значение, а следовательно, и затраты энергии на преодоление сопротивления движению у автомобильного транспорта (0,05 и более).

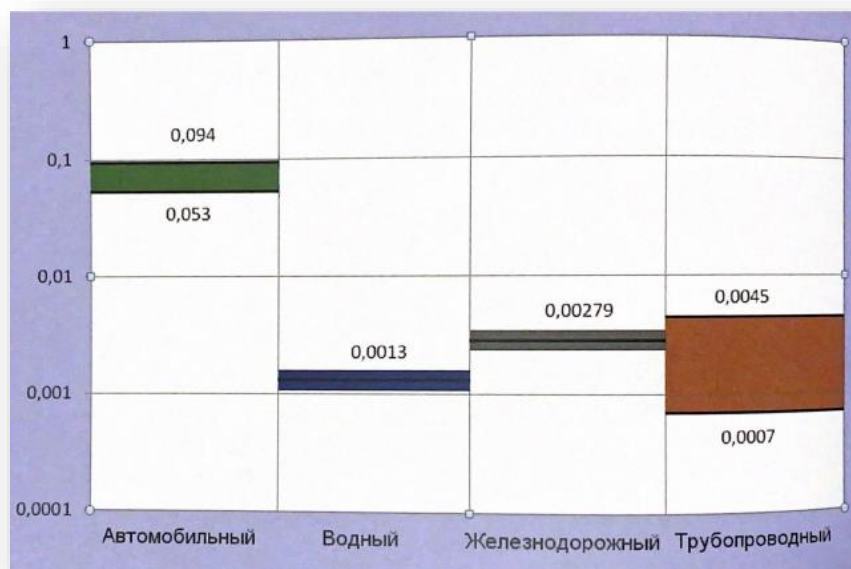


Рисунок 1 – Коэффициенты силы сопротивления среды для различных видов транспорта нефти [47]

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Бек В.Г.		14.06	Обзор литературы			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06						11	93	
Консульт.		Брусник О.В.		14.06				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06								

Значение сопоставимого коэффициента силы сопротивления при транспортировке нефти трубопроводным транспортом (при загрузке нефтепровода на 80% от пропускной способности) имеет близкое значение (0,003) к коэффициенту силы сопротивления среды при транспортировке железнодорожным транспортом. При загрузке нефтепровода на 50% от проектной пропускной способности значение коэффициента имеет близкое значение (0,0013), сопоставимое с водным транспортом. При проектной пропускной производительности трубопровода значение коэффициента силы трения в трубопроводе (0,0045) примерно в полтора раза превышает значение коэффициента для железнодорожного транспорта.

В большинстве случаев эксплуатации нефтепроводов при их неполной загрузке значения коэффициентов сопротивления у трубопроводного и железнодорожного транспорта схожи, следовательно, у них близки и удельные расходы электроэнергии. Однако трубопроводный транспорт обеспечивает более равномерную поставку нефти и не требует дополнительных затрат энергии на возврат порожних вагонов.

Трубопроводный транспорт наиболее экономичный вид транспортировки на дальние расстояния, который обладает низкими операционными издержками. Данный способ также используется для транспортировки не только нефти, но и нефтепродуктов.

Лидирующая компания по транспортировке нефти в России ПАО «Транснефть» обладает протяженностью действующих магистральных трубопроводов более 72 тысяч километров, из которых более 19 тысяч километров приходятся на нефтепродуктопроводы [2]. ПАО «Транснефть» в 2017 году транспортировало 84% нефти, добываемой в России. На рисунке 2 представлена доля ПАО «Транснефть» в транспортировке нефти.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

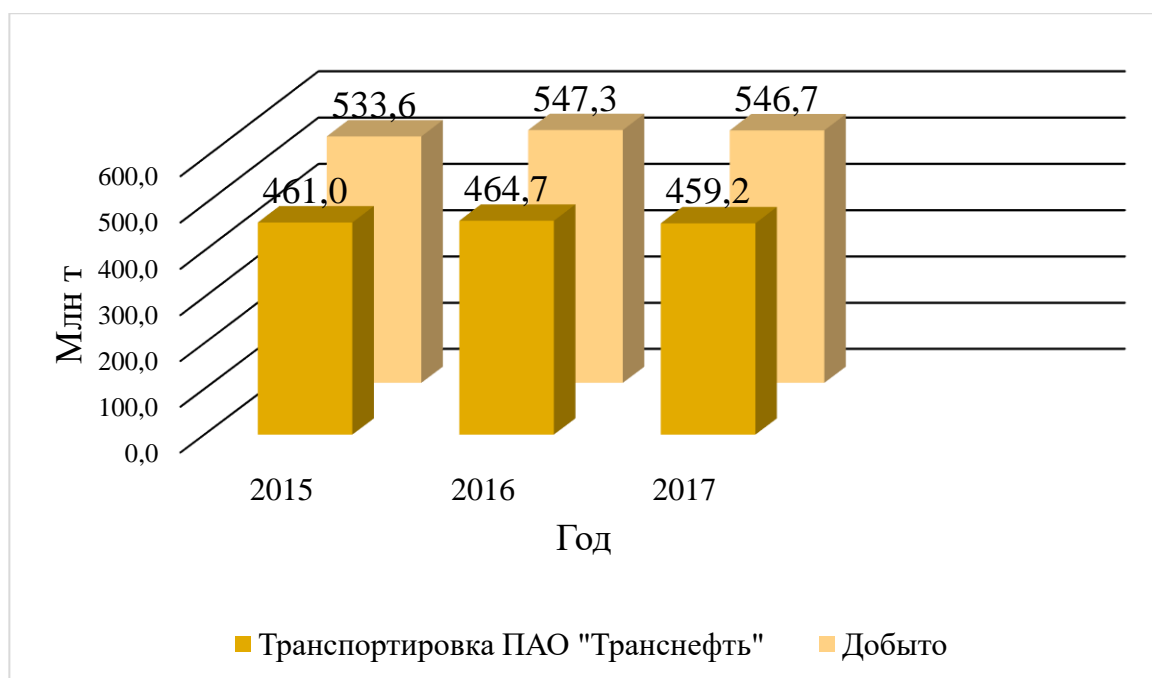


Рисунок 2 – Доля ПАО «Транснефть» в транспортировке нефти за 2017 год

В работе [3] описывается состав системы магистрального нефтепродуктопровода, который включает в себя головные и промежуточные перекачивающие станции, линейные сооружения, резервуарные парки, наливные и конечные пункты.

У головных НПС имеется резервуарный парк. Они располагаются в начале МН и осуществляют прием нефти от поставщиков, ее хранение и транспортировку по МН. Промежуточные НПС поддерживают необходимый режим транспортировки нефти и нефтепродуктов по всей протяженности магистрального трубопровода.

Для начала анализа проблемы разберем, что включают в себя НПС. В состав магистрального трубопровода входят объекты, расположенные на линейной части, и площадочные объекты.

Линейная часть МН включает в себя трубопроводы, в том числе переходы через естественные и искусственные препятствия, запорную и иную арматуру, установки электрохимической связи, иные устройства и сооружения, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию, и

предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов между площадочными объектами магистрального трубопровода.

На рисунке 3 представлена схема промысловых сооружений и МН [3].



Рисунок 3 – Схема промысловых сооружений и МН [3]

Подробное описание территории НПС представлено в работе [3], а также входящие в нее зоны зданий и сооружений с учетом функционального назначения. На территории НПС имеются следующие зоны:

- Производственная зона;
- зона резервуарных парков;
- административно-хозяйственная зона;
- зона очистных сооружений.

Производственная зона включает себя следующие сооружения:

- здание насосной станции;
- подпорные насосы;
- операторная;
- трансформаторные подстанции;
- здания маслосистемы МНА;
- узлы регулирования давления;
- фильтры-грязеуловители горизонтальные;

- узлы с предохранительными устройствами;
- прожекторные маты и мачты-молниеотводы;
- дизельные электростанции с резервуаром для топлива;
- котельная и др.

Административно-хозяйственная зона НПС включает в себя административно-управленческие и обслуживающие производство службы:

- служебно-бытовой корпус;
- насосная хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- насосная станция пожаротушения;
- склады кислородных, пропановых баллонов;
- вахтовый жилой корпус со столовой в случае удаленности от населенных пунктов и др.

В зоне очистных сооружений размещаются установки для сбора и переработки хозяйственно-бытовых и производственно-дождевых сточных вод.

На территории НПС может размещаться линейно аварийно-эксплуатационная служба, группы по эксплуатации воздушных линий и средств электрической химзащиты, для которых в также предусматриваются помещения и другие здания.

Для непрерывной работы всех перечисленных сооружений требуется постоянное наличие электрической энергии, поступающей от подрядной организации и вырабатываемой собственными электростанциями. Особенно мощным потребителем электрической и тепловой энергии является все оборудование комплекса магистрального транспорта нефти. На рисунке 4 представлена диаграмма потребления энергоресурсов ПАО «Транснефть», на котором видно, что 84% составляет потребление электроэнергии.



Рисунок 4 – Доли потребления энергоресурсов ПАО «Транснефть»

Если потребление электроэнергии очистными сооружениями и административно-хозяйственной зоной имеет относительно небольшие масштабы, то ЭД насосных агрегатов, перекачивающим нефть, наоборот, требуется значительное количество данного типа энергии. В связи с этим разрабатываются и модернизируются методы, способные уменьшить затраты компании на покупку и выработку электроэнергии, требуемой для МНА.

1.2 Режимы перекачки нефти

На основании утверждённых в ПАО «Транснефть» маршрутных поручений отделы главного технолога дочерних акционерных обществ рассчитывают режимы для перекачки необходимого количества нефти (давление, количество задействованных насосов, продолжительность режима и др.), учитывая емкость резервуарного парка и проводимые плановые работы по обслуживанию и ремонту МН и оборудования [47].

В технологическом режиме также учитываются регламентные и ремонтные работы, условия для пропуска внутритрубных снарядов и диагностики. Переход с одного режима на другой – порядок действий, определяющий последовательность включения, выключения насосного оборудования, открытия, закрытия технологических задвижек, настройки систем регулирования, сбросов и подкачек при смене технологических

режимов. Технологические режимы разрабатываются отделом главного технолога в соответствии с ОР-23.040.00-КТН-177-17 [44].

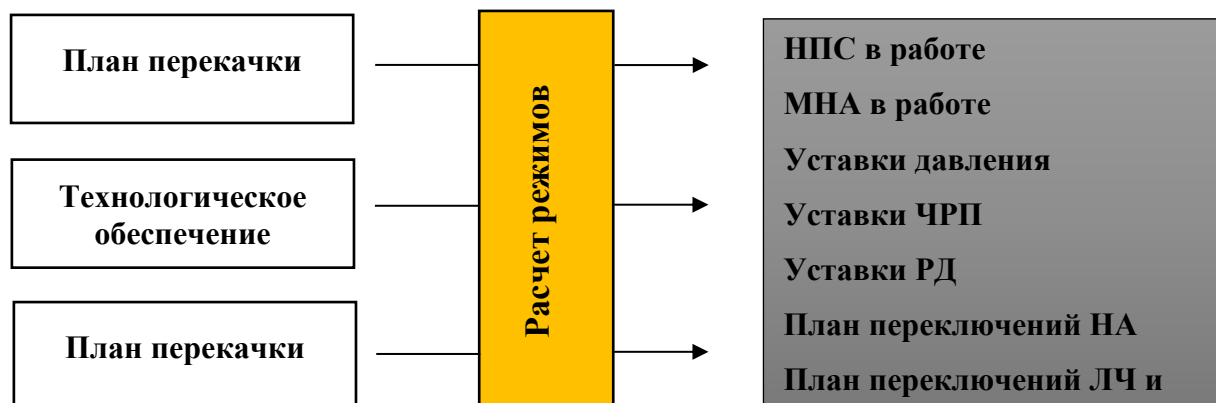


Рисунок 5 – Расчет технологического режима нефтепровода

Отделом главного диспетчера при управлении МН, отделом главного энергетика при планировании энергопотребления, а также контроля плановой безопасной работы технологических участков и электропотребления при перекачке нефти и нефтепродуктов используются карты технологических режимов.

Согласно работе [4] основным критерием планирования потребления электрической энергии при формировании заявки на год в ПАО «Транснефть» является соответствие технологических режимов перекачки нефти критерию минимальных удельных затрат на электроэнергию из всех расчетов на данную пропускную способность.

Причиной непостоянной производительности нефтепровода является:

- неритмичность характера поставок нефти;
- неравномерность приема нефти нефтеперерабатывающими заводами;
- плановые и внеплановые остановки трубопровода и т.д.

Факторы, определяющие регулирование режима работы нефтепровода следующие [5]:

- переменная загрузка нефтепровода из-за различной работы поставщиков нефти и потребителей;

- авария, повлекшая отключение электроснабжения на НПС;
- ремонтные работы на МН или НПС;
- влияние температуры окружающей среды и состава нефтесмесей на изменение реологических параметров нефти

Методы регулирования могут воздействовать на параметры как НПС, так и на параметры МН, классификация которых представлена в таблице 1. Данные воздействия могут изменять параметры скачкообразно (ступенчатое регулирование) или плавно в широком диапазоне.

Таблица 1 – Классификация методов регулирования

Регулирование	Методы, связанные с изменением параметров НПС	Методы связанные с изменением параметров нефтепровода
Ступенчатое	изменение количества работающих насосов	изменение схемы включения работающих насосов
	обточка рабочих колес	
	применение сменных роторов	
Плавное	дросселирование	применение ПТП
	<u>байпасирование</u>	
	изменением частоты вращения вала насоса	

Недостатки некоторых методов регулирования представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Недостатки некоторых методов регулирования

Методы	Недостатки
Изменение количества работающих насосов и изменение схемы соединения	высокие потери электроэнергии на переключение между режимами, низкий КПД
Обточка рабочих колес	невозможно восстановить прежний диаметр рабочего колеса
Дросселирование	НПС непроизводительно развивает излишний напор, насос тратит часть энергии впустую
Байпасирование	практически не применяется, приемлем на головных НПС
Замена рабочего колеса	практически невозможно часто заменять рабочие колеса насосов

Ключевыми направлениями, реализуемыми компанией в области повышения энергоэффективности на текущий момент, являются:

- повышение эффективности очистки внутренней полости МН от парафинистых отложений;
- применение ПТП;
- повышение КПД насосных агрегатов;
- использование ЧРП.

Перед проведением расчета технологических режимов перекачки нефти в интервале от минимальной до максимальной производительности нефтепровода, начиная с минимального количества включенных МНА планируется равномерная поставка нефти исходя из планового грузооборота. Следующим этапом проводят оценку ряда режимов работы нефтепроводов с одинаковой производительностью. Далее выбирают режимы с минимальным потреблением электроэнергии.

Если на НПС отсутствуют МНА с регулируемым вращением рабочего колеса, то эксплуатация МН производится на различных режимах. Они сменяются дискретно при изменении вариантов включения НПС и МНА [3]. При этом необходимо выбрать ряд наиболее целесообразных режимов.

Методика расчета расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти приведена в РД-91.140.50-КТН-043-11 [43].

Планирование затрат на электроэнергию в киловатт-часах для обеспечения работы НА ведется с учетом наличия у поставщиков электроэнергии часов пик (с наибольшей стоимостью электроэнергии, причем в каждом регионе свои часы пик), а также оплаты возможных штрафов за перерасход или недорасход заявленной электроэнергии.

Величина удельных энергозатрат на перекачку нефти $E_{уд}$, является критерием, который позволяет выбрать оптимальный режим из возможных, определяется следующим выражением:

$$E_{\text{уд}} = \frac{1}{\rho \cdot Q} \left[N_{\text{потр п}} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{mj}} \varphi_{jk} \cdot N_{\text{потр м } jk} \right], \quad (1.1)$$

где $N_{\text{потр п}}$ – мощность, потребляемая подпорными насосами, Вт;

$N_{\text{потр м } jk}$ – мощность, потребляемая k -м магистральным насосом и j -й НПС, Вт;

Q – производительность нефтепровода при выбранном числе насосов.

Потребляемую мощность подпорным $N_{\text{потр п}}$, Вт, и магистральным $N_{\text{потр м } jk}$, Вт, насосами определяют по следующим формулам:

$$N_{\text{потр п}} = \frac{Q \rho g h_{\text{п}}}{\eta_{\text{нп}} \eta_{\text{эп}} \eta_{\text{мех п}}}, \quad (1.2)$$

$$N_{\text{потр м } jk} = \frac{Q \rho g h_{\text{м } jk}}{\eta_{\text{нм } jk} \eta_{\text{эм м } jk} \eta_{\text{мех м } jk}}, \quad (1.3)$$

где $h_{\text{п}}$ – напор подпорного насоса при подаче Q , м;

$h_{\text{м } jk}$ – напор k -го магистрального насоса на j -й НПС при подаче Q , м;

$\eta_{\text{н}}, \eta_{\text{э}}, \eta_{\text{мех}}$ – величины КПД соответственно насоса, ЭД и механической передачи.

Зависимость КПД насоса от подачи аппроксимируется полином вида:

$$\eta_{\text{н}} = k_1 Q + k_2 Q^2 + k_3 Q^3, \quad (1.4)$$

где k_1, k_2, k_3 – коэффициенты аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов.

Выражение КПД ЭД $\eta_{\text{э}}$ в зависимости от загрузки имеет следующий вид:

$$\eta_{\text{э}} = r_1 K_3 + r_2 K_3^2, \quad (1.5)$$

где r_1, r_2 – эмпирические коэффициенты;

K_3 – коэффициент загрузки ЭД, равный отношению мощности на валу ЭД $N_{эл}$ к его номинальной мощности $N_{эн}$:

$$K_3 = \frac{N_{эл}}{N_{эн}} = \frac{Q\rho gh}{N_{эн}\eta_n\eta_{мех}}. \quad (1.6)$$

Таким образом, из-за изменения во времени расхода и давления в МН режим работы трубопроводных систем непостоянен. Исходя из этого возникает проблема нецелесообразного использования МНА в некоторых условиях без изменений. Задача правильного планирования электроэнергии тесно связана с выполнением показателей программы энергосбережения на предприятии.

2 Общая характеристика объекта исследования

2.1 Рельеф и климат объекта

Рельеф на территории рассматриваемого модельного объекта Н слабопересеченный и представляет собой плоскую равнину со средней заболоченностью территории 30%.

Растительность включает себя темнохвойный и смешанный лес, покрытый мхом и травой со следующими породами деревьев: сосны, кедры, осины, березы, ели и пихты.

Климат континентальный, сухой с неравномерным распределением осадков до 485 мм год и преобладанием ветра юго-западного направления. Зима с устойчивыми низкими температурами, достигающими в январе -40°C . Летом наиболее высокие температуры воздуха до 36°C достигаются в июле.

2.2 Объект исследования

Объектом исследования является промежуточная НПС, расположенная в 16 км от жилой зоны поселка. Производственная площадка НПС представляет собой прямоугольник. Территория ограждена продуваемой оградой высотой 2,5 м.

Назначением объекта является поддержание необходимого режима транспортировки нефти по МН «Юргамыш-Ленинск». Нефть от предшествующего участка нефтепровода проходит фильтры-грязеуловители, затем узел предохранительных устройств и попадает во всасывающую линию магистральной насосной. Пройдя МНА, нефть через регулирующие клапаны направляется в МН.

Диаметр МН 1220x14 мм. Основная перекачка ведется центробежными насосами типа НМ 10000x210 в количестве трех штук, расположенных в отдельно стоящем здании, один насос является резервным.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общая характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			22	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

3 Анализ имеющихся методов повышения энергоэффективности транспортировки нефти

3.1 Повышение эффективности очистки внутренней полости нефтепровода

Фактором, существенно влияющим на эффективность работы МН, является его пропускная способность. Ее уменьшение способствует значительному увеличению затрат на транспортировку нефти. Загрязнение внутренней полости МН парафинистыми отложениями уменьшает его эквивалентный диаметр, следовательно, это приводит к снижению пропускной способности, что повлечет за собой увеличение удельного расхода электроэнергии на транспорт нефти. Из-за роста цен на электроэнергию поддержание пропускной способности является методом, позволяющим достичь экономии энергоресурсов.

Одними из главных причин, влияющих на изменение пропускной способности нефтепровода, помимо отложений парафина, являются:

- повышение шероховатости стенок нефтепровода;
- накопление механических примесей;
- скопление в нижней части нефтепровода воды и воздушных пробок в верхней.

В таблице 3 приведены основные факторы образования отложений в нефтепроводе.

Таблица 3 –Причины образования отложений в нефтепроводе

Причина образования отложений	Вид отложения
Недостаточная скорость потока нефти	Твердые частицы, выносимые из скважин вместе с нефтью на поверхность
Термодинамические условия по трассе нефтепровода	Твердые трудноразрушаемые осадки в виде различных солей и парафинов
Интенсивная коррозия, разрушающая внутренние стенки трубопроводов	Окалина, оседающая в трубопроводах
Сбор и транспортировка парафинистых нефтей	Парафины и церезины (от $C_{17}H_{36}$ до $C_{36}H_{74}$)

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ имеющихся методов повышения энергоэффективности транспортировки нефти	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			23	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

Эти загрязнения влияют на нормальное функционирование трубопровода следующим образом:

- уменьшают пропускную способность;
- приводят к увеличению расходов энергии из-за повреждения трубопровода, застревания средств очистки или приспособлений для контроля;
- увеличивают шероховатость поверхности трубопровода;
- вызывают загрязнения или повреждения оборудования, такие как лопатки турбин фильтров;
- вызывают деградацию перекачиваемого продукта.

Для удаления отложений необходимо проводить предварительную и регулярную периодическую очистку трубопроводов. Регулярная периодическая очистка трубопроводов проводится с целью удаления отложений с внутренних стенок труб, накапливающихся в процессе эксплуатации трубопроводов. Предварительная очистка проводится с целью полного удаления посторонних предметов и выявления дефектов трубопровода. Для предварительной очистки целесообразно использовать жесткие калибровочные поршни, очистные устройства, снабженные в передней части жесткими калибрующими дисками, или шаровые резиновые разделители.

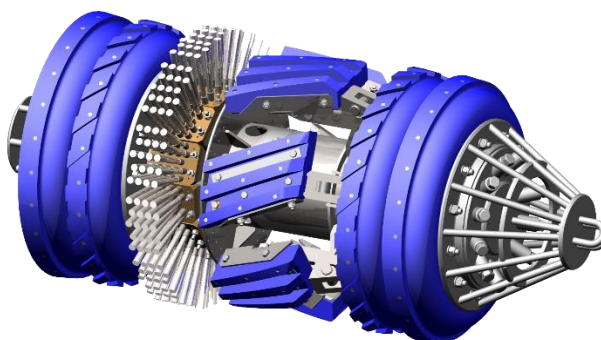


Рисунок 6 – Очистной скребок типа СКР [8]

В состав МН входят узлы пуска, пропуска и приема СОД, с помощью которых выполняется пуск, прием и пропуск внутритрубных,

диагностических, герметизирующих, разделительных и калибрующих устройств.

Для периодического отвода жидкости и твердых отложений из трубопровода применяются различные поршни (скребки), использующие энергию потока перекачиваемого продукта.

После предварительной очистки и устранения обнаруженных дефектов трубопровод должен обеспечивать беспрепятственный пропуск очистных устройств.

Периодичность очистки нефтепроводов устанавливается исходя из ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 [50] в зависимости от параметров вязкости перекачиваемой продукции и скорости перекачки. Внеочередная очистка предусматривается при снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 3% и более. В работе [6] рассматривались два варианта очистки. В первом случае очистка проводилась при уменьшении эквивалентного диаметра на 0,5%, что соответствует 0,7% увеличения перерасхода электроэнергии. Во втором случае очистка проводилась при падении пропускной способности на нормативное значение 3%. По результатам расчетов, первый режим очистки нефтепровода является энергоэффективнее второго режима на 43%. Теоретически возможное сбережение электроэнергии в результате оптимизации графиков очистки трубопровода составляет 0,67% от общего технологического потребления электроэнергии.

Запуск механических средств очистки в особых участках нефтепроводов без стационарной КП СОД осуществляется путем использования мобильной (передвижной) модели, которая позволяет запустить скребок и очистить полость нефтепровода.

При наличии в транспортируемой по нефтепроводу нефти с высоким содержанием асфальтосмолистых веществ операцию по очистке внутренней полости проводят несколько раз при использовании специальных устройств, например, технологию «реактивная струя» [3].

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технология «реактивная струя» применяется для очистки нефтепровода в тех случаях, когда в транспортируемой нефти происходит выпадение асфальтосмолистых парафиновых осадков и когда обычная стандартная процедура очистки нефтепровода не позволяет полностью очистить его от них.

При периодической очистке МН происходит изменение количества потребляемой электроэнергии. Способ расчета данного изменения основан на сравнении расхода электроэнергии до и после очистки внутренней полости нефтепровода [7]. Сэкономленная электроэнергия ΔW , кВт · ч, оценивается следующим образом:

$$\Delta W = \frac{(h_1 - h_2) \cdot P}{A \cdot L \cdot \eta}, \quad (3.1)$$

где h_1, h_2 – полные потери напора до и после очистки нефтепровода соответственно, м;

P – грузооборот нефти за расчетный период, тыс. т · км;

A – коэффициент, равный $0,3672 \cdot 10^{-3}$ тыс. т · км/(кВт · ч);

L – длина участка, м;

η – КПД нефтепровода.

Потенциала $\Delta W_{\text{год}}$, кВт · ч, энергосбережения запишется как:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W \frac{n_{\text{пр}}}{\sum \Delta n_i}, \quad (3.2)$$

где ΔW – выявленный потенциал энергосбережения за интервал времени $n_{\text{сум}}$, кВт · ч;

$n_{\text{пр}}$ – интервал времени приведения потенциала энергосбережения, сут.

Таким образом, метод повышения эффективности очистки внутренней полости нефтепровода является актуальным при разработке методов, направленных на увеличение энергоэффективности транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов.

3.2 Регулирование частоты вращения рабочего колеса насоса

Преднамеренное изменение подачи и напора насосов в соответствии с изменяющимся режимом работы системы называется регулированием. Центробежные насосы регулируются изменением степени открытия задвижки на напорной линии или изменением частоты вращения рабочих колес (рисунок 7).

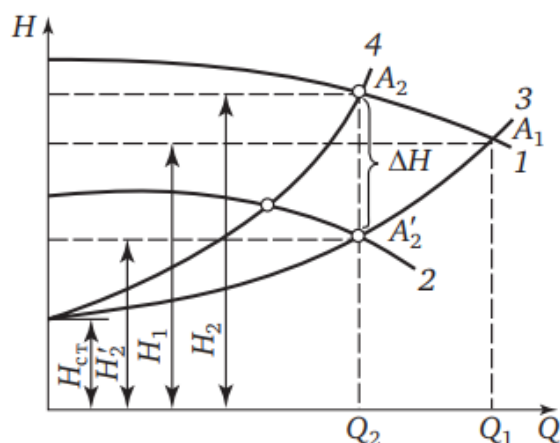


Рисунок 7 – Регулирование режима работы центробежного насоса:

- 1 – номинальная скорость вращения;
- 2 – сниженной скорости вращения;
- 3 – полное открытие задвижки;
- 4 – частичное открытие задвижки.

При неполном открытии задвижки, рабочая точка насоса A_1 перемещается в положение A_2 . В этом случае подача уменьшается до значения Q_2 , напор, развиваемый насосом, возрастает до значения H_2' , а напор на трубопроводе за затвором снижается до значения H_2 . Снижение напора за задвижкой происходит за счет потерь напора ΔH в задвижке.

Увеличивая степень открытия задвижки, подача увеличивается, напор, развиваемый насосом, уменьшается, а напор в трубопроводе за задвижкой возрастает. Описанный метод регулирования называется дросселированием. Проблема использования данного метода заключается в его неэкономичности, связанной с дополнительными потерями энергии на преодоление гидравлического сопротивления.

Метод дросселирования имеет место быть в случае наличия у насоса некоторого превышения напора в сравнении с необходимым значением.

Существует метод регулирования, превосходящий по экономичности дросселирование. Данный метод заключается в изменении скорости вращения рабочего колеса насоса. Уменьшая частоту вращения, рабочая точка занимает положение A'_2 , следовательно, подача уменьшается. Одновременно уменьшается напор в сети и напор, развиваемый насосом. Увеличение частоты вращения увеличивает подачу и напор насоса, а также напор в сети.

ЧРП используются для регулирования расхода или давления в соответствии с фактической потребностью. Они регулируют частоту электропитания, подаваемого на насосное оборудование.

Согласно работе [9] применение ЧРП на НПС облегчает синхронизацию работы станций, позволяет полностью исключить обточку рабочих колес, применение сменных роторов, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе. При этом сокращается время запуска и остановки насосных агрегатов.

На рисунке 8 [14] видно, что для уменьшения напора от H_0 до H_2 при сохранении заданного расхода $Q_{\text{треб}}$ (переход из точки в точку С) требуется снижение частоты вращения НА от $n_1=n_{\text{max}}$ до n_2 . При этом КПД насоса увеличивается (КПД точки С > КПД точки А). Именно поэтому нужно учитывать изменение КПД насоса при расчете расхода электроэнергии НА, применяя ЧРП и учитывая требуемую подачу.

Поэтому применение ЧРП позволяет исключить циклические режимы перекачки или существенно снизить их и увеличить межремонтный период как линейной части, так и ЭД [4].

Чтобы оценить сокращение расхода электроэнергии за счет применения ЧРП необходимо выполнить следующие задачи [12]:

- Для всех суток с циклической перекачкой технологического участка МН определяют суточный объем перекачки. Выбирают регулируемые НА, изменяя частоту вращения которых возможно реализовать рассчитанный объем перекачки;
- Выполняется гидравлический расчет, определив потери напора, требуемую частоту вращения регулируемых МНА, а также давление на входе и выходе НПС при использовании ЧРП;
- Определяют перепады давления и приведенную цикличность нагружения трубопровода при использовании ЧРП;
- Определяют КПД насосов, расход электроэнергии с последующим расчетом сокращения расхода и затрат на оплату электроэнергии;
- Выполняются корректировки для определения наиболее эффективного варианта путем варьирования числа и места установки МНА с ЧРП.

Согласно работе [13] электроэнергия $W_{\text{чрп}}$, кВт · ч, потребляемая всеми магистральными и подпорными насосами технологического участка при использовании ЧРП, определяется по выражению:

$$W_{\text{чрп},i} = 3,6 \cdot 24 \cdot \sum_{j=1}^m (P_i) \cdot 10^3, \quad (3.3)$$

где P_i – суммарная мощность, потребляемая всеми НА технологического участка в i -ом режиме работы с использованием ЧРП, кВт;

Потребление мощности одним НА с ЧРП $P_{\text{рег}}$, Вт, определяется следующим образом:

$$P_{\text{рег}} = \frac{p_{\text{диф.р}} \cdot Q}{\eta_{\text{н.р}} \cdot \eta_{\text{эд.р}} \cdot \eta_{\text{пч}}}, \quad (3.4)$$

где $p_{\text{диф.р}} = p_{\text{кол}} - p_{\text{вх}}$ – дифференциальное давление при регулируемом насосе, Па;

$\eta_{\text{пч}}$ – КПД преобразователя частоты.

Так, благодаря использованию насоса с ЧРП можно добиться значительной экономии энергии. Изменяя скорость вращения, значение сокращения электроэнергии равно потерям из-за превышения напоров при работе насосов с постоянной частотой вращения.

3.3 Применение противотурбулентных присадок

Одними из основных проблем трубопроводного транспорта нефти является:

- необходимость экономии энергии и энергоресурсов при эксплуатации магистральных трубопроводов;
- увеличение доли высоковязких и тяжелых нефтей в структуре добываемых и транспортируемых нефтей добыче;
- повышение пропускной способности МН.

При транспортировке нефти основные энергозатраты направлены на преодоление потерь напора на трение при течении жидкости в трубопроводе. Согласно публикации [15] ПТП представляют собой в основном раствор высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе, позволяющий повысить энергоэффективность процесса транспортировки нефти в системе магистральных нефтепроводов.

Попадая в турбулентный поток, частицы полимера-присадки разворачиваются в длинные молекулярные нити и гасят турбулентные завихрения. Они делают структуру потока линейной, увеличивая пропускную способность трубопроводов и уменьшая энергозатраты на транспортировку углеводородов. Важным эффектом применения ПТП будет являться

возможность снижения рабочего давления без изменения расхода, что в свою очередь повлияет в лучшую сторону на надежность нефтепроводов.

Технологический процесс перекачки нефти с применением ПТП заключается в перекачке нефти при непрерывном вводе заданного количества ПТП во внутреннюю полость магистрального трубопровода с использованием дозирующих устройств.

Основной эксплуатационной характеристикой ПТП является ее эффективность, вычисляемая как отношение коэффициента гидравлического сопротивления по длине трубопровода с вводом ПТП к коэффициенту гидравлического сопротивления этого же участка трубопровода без использования присадки.

Физико-химические свойства и методология применения присадок, используемых в компании, нормативно закреплены в документе [17] «ОТТ-23.040.00-КТН-232-16». Нормируемыми показателями ПТП являются: внешний вид, плотность, вязкость, седиментационная устойчивость и температура застывания.

Максимальный эффект снижения гидравлического сопротивления наблюдается после того, как нефть, содержащая ее, заполнит весь участок трубопровода. При прекращении ввода ПТП в поток происходит восстановление первоначального гидравлического сопротивления.

Основные проблемы применения ПТП:

- зависимость эффективности ПТП от различного ряда изменяющихся факторов, что приводит к сложности прогнозирования эффективности ПТП при применении на МН;
- деградация ПТП при транспортировании по МН, прохождении местных сопротивлений, насосного оборудования;
- сложность апробации новых методов и химреагентов снижения гидравлического сопротивления на МН.

В работе [16] на основании лабораторных исследований действия ПТП были заключены следующие выводы:

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- для уменьшения гидравлического сопротивления при помощи ПТП требуется развитый турбулентный режим течения;
- положительный эффект применение ПТП увеличивается по мере роста числа Рейнольдса и молярной массы присадки;
- максимальный эффект уменьшения гидравлического сопротивления достигается при определенном значении концентрации присадки.

Выражение, показывающее снижение расхода энергии на приводе МНА при применении ПТП $\mathcal{E}_{\text{час}}$, кВт · ч/сут, имеет следующий вид:

$$\mathcal{E}_{\text{час}} = \frac{0,002725 \cdot \rho \cdot \Delta H \cdot Q}{\eta_{\text{мна}} \cdot 1000}, \quad (3.5)$$

где ρ – плотность нефтепродукта, кг/м³;

ΔH – разность напора МНА при перекачке с дозированием ПТП в продуктопровод и без, м;

$\eta_{\text{мна}}$ – КПД МНА.

Для того, чтобы определить является ли применение ПТП экономически оправданным решением, проводят расчет максимальной стоимости ПТП за кг M_S , руб./кг, который, согласно работе [19], имеет следующий вид:

$$M_S = \frac{S \cdot H_{\text{мна}}(Q) \cdot g}{\eta_{\text{мна}} \cdot c \cdot 3600 \cdot 10^3}, \quad (3.6)$$

где S – стоимость электроэнергии, руб./кВт · ч;

c – концентрация ПТП, г/кг;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Рациональность использования метода введения в поток ПТП достигается если затраты на покупку присадки ниже, чем оцененная экономия. Вопрос о совместном использовании ПТП и ЧРП рассматривается в работе [18]. Используя данные методы вместе при фиксированной подаче насоса,

уменьшая напор с определенным шагом, возможно найти диапазон концентраций присадки, при котором напор насоса будет уменьшаться. Применение ЧРП увеличивает КПД насоса при его работе на подаче ниже номинальной. Таким образом, вопрос совместного применения ПТП и ЧРП имеет большое значение, т.к. возможностей для снижения затрат на электроэнергию становится больше.

Ранее ПАО «Транснефть» закупала противотурбулентные присадки импортного производства. В ПАО «Транснефть» применяют следующий ПТП: Baker Hughes (присадка FLO-XL, США), Conoco Philips и присадка M-Flowtreat татарстанской компании ГК «Миррико». ПАО «Транснефть» 21 сентября 2019 года запустило в работу завод по производству ПТП в особой экономической зоне «Алабуга» (Республика Татарстан) [15]. В дальнейшем продукция завода «Транснефть-Синтез» может быть предложена российским нефтяным компаниям, для реализации ее на промышленных трубопроводах, и зарубежным предприятиям.

3.4 Использование возобновляемых источников энергии

В настоящее время в мире большинство компаний берут курс на экологичность. Применение возобновляемых источников энергии позволяет не загрязнять окружающую среду, также они не зависят от топлива. В настоящее время ветровая и солнечная энергетика уже достигла уровня, который позволяет использовать их в промышленных объемах.

Специалисты «НИИ Транснефть» [20] выделили зоны с максимальной солнечной радиацией и пришли к выводу, что солнечные панели целесообразно устанавливать в Краснодарском крае и на Дальнем Востоке, где на территории России больше всего солнечных дней в году. Ветроэнергетика в свою очередь эффективна лишь при скорости ветра 4-5 м/с и больше, поэтому использовать ветрогенераторы, по мнению специалистов, перспективнее в Краснодарском крае, Калмыкии и Самарской области.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Технические решение, которые принимаются компанией должны быть не только эффективными, но и окупаемыми. Для этого проводится всесторонний анализ, перед тем, чтобы приступить к строительству, ведь этот процесс является значительно дорогостоящим. Таким образом компания старается минимизировать вероятность провала проекта. Проект получает одобрение старта в случае того, что затраты на данные направления будут окуплены в течении 5-7 лет, особенно если это связано с новшествами.

Внедрение солнечных батарей не является новшеством в области трубопроводного транспорта. В августе 2015 года были впервые установлены солнечные батареи мощностью 3 кВт на крыше пункта контроля и управления нефтепровода Крымск – Краснодар. Задачей этих батарей являлось обеспечение энергией оборудование связи. Проект получил положительный результат, устройство работало, но система резервного питания все равно была наготове. На линейной производственно-диспетчерской станции "Ярославль" установлены семь ветрогенераторов. На перевалочном комплексе "Шесхарис" в Новороссийске смонтированы солнечные гелиоколлекторы, которые нагревают воду в помещении. В настоящий момент разрабатываются модели расширения применения данных источников энергии, эффективность которых напрямую зависит от климатических условий. Особенностью нашей страны является разнообразие климатических зон и рельефа, характерны большие перепады температур, что является проблемой для продвижения данного метода повышения энергоэффективности.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Обоснование выбора наиболее эффективного метода повышения энергоэффективности

В таблице 4 представлены ключевые недостатки рассмотренных выше методов повышения энергоэффективности транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов. Данная таблица поможет определить возможность использования каждого метода.

Таблица 4 – Недостатки методов регулирования

Наименование методов	Недостатки
Повышение эффективности очистки внутренней полости трубопровода	Отсутствие результата при оптимизированных графиках очистки нефтепровода
Регулирование изменением частоты вращения вала насоса	Большие капитальные затраты на приобретение и монтаж оборудования
Применение ПТП	При прохождении через центробежные насосы НПС структура присадок разрушается
Использование возобновляемых источников энергии	Прямая зависимость эффективности метода от климатических условий

Проанализировав режимы перекачки НПС и установив, где наиболее эффективнее и целесообразнее применить ЧРП, с помощью данного метода возможно достичь не только снижения потребляемой электроэнергии МНА, но и повышения надежности работы трубопроводной системы: уменьшается число запусков МНА, снижаются перепады давления при смене режимов перекачки, исключается импульсная нагрузка на МНА за счет плавного пуска и остановки. Повышение надежности в свою очередь сопровождается снижением затрат на эксплуатацию, что также является плюсом применения данного метода.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обоснование выбора наиболее эффективного метода повышения энергоэффективности	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			36	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

Также применение ЧРП обеспечивает цифровую коммуникацию и хорошую совместимость с автоматизированными системами автоматического управления технологическими процессами верхнего уровня (SCADA). Это позволяет не только обеспечить более точные сигналы для привода, но и проводить мониторинг таких данных двигателя в режиме реального времени, как скорость, мощность, ток, напряжение, температура, неисправности и т.д., отображать их на дисплее оператора, быть составной частью интегральной автоматизированной системы предприятия.

4.1 Критерии эффективности использования частотно-регулируемого привода

4.1.1 Снижение затрат на электроэнергию при применении частотно-регулируемого привода

При использовании ЧРП происходит снижение мощности, которую потребляет НА, из-за снижения напора (дифференциального давления), развиваемого насосом, и вследствие повышения его КПД. При этом снижение мощности $\Delta P_{РД}$ определяется как:

$$\Delta P_{РД} = Q_c \cdot \left(\frac{p_{\text{диф.н}}}{\eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н}}} - \frac{p_{\text{диф.р}}}{\eta_{\text{рег}} \cdot \eta_{\text{пч}} \cdot \eta_{\text{эд.р}}} \right), \quad (4.1)$$

где $\eta_{\text{эд.н}}$ – КПД ЭД при номинальной частоте вращения;

$\eta_{\text{пч}}$ – КПД преобразователя частоты;

$\eta_{\text{эд.р}}$ – КПД регулируемого ЭД;

$p_{\text{диф.н}}$ – дифференциальное давление при нерегулируемом насосе, равное разности давлений на выходе насоса $p_{\text{кол}}$ и входе насоса $p_{\text{вх}}$, Па;

$$p_{\text{диф.н}} = p_{\text{кол}} - p_{\text{вх}} \quad (4.2)$$

где $p_{\text{диф.р}}$ – дифференциальное давление при регулируемом насосе, равное разности давлений на выходе НПС и входе насоса, Па;

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$p_{\text{диф.р}} = p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}} \quad (4.3)$$

Зависимость КПД ЭД от нагрузки может быть аппроксимирована степенной функцией [13]:

$$\eta_{\text{эд.н}} = r_0 + r_1 \cdot k_{\text{з.эд}} + r_2 \cdot k_{\text{з.эд}}^2, \quad (4.4)$$

где r_0 , r_1 и r_2 – эмпирические коэффициенты;

$k_{\text{з.эд}}$ – коэффициент загрузки ЭД.

Коэффициенты аппроксимации r_0 , r_1 и r_2 приводятся в справочниках.

Коэффициент загрузки ЭД определяется по выражению:

$$k_{\text{з.эд}} = \frac{P_{\text{н.эд}}}{P_{\text{ном}}}, \quad (4.5)$$

где $P_{\text{н.эд}}$ – мощность нагрузки ЭД, потребляемая насосом, Вт:

$$P_{\text{н.эд}} = \frac{p_{\text{диф}} \cdot Q_{\text{с}}}{\eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н}}}, \quad (4.6)$$

где $Q_{\text{с}}$ – производительность в м³/с,

$\eta_{\text{нер}}$ – КПД насоса при номинальной частоте вращения.

Если в выражении (4.13) выполняется условие (4.19), то использование ЧРП для регулирования давления вместо РД приведет к снижению потребляемой мощности:

$$\frac{p_{\text{диф.н}}}{\eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н}}} > \frac{p_{\text{диф.р}}}{\eta_{\text{рег}} \cdot \eta_{\text{пч}} \cdot \eta_{\text{эд.р}}} \quad (4.7)$$

Согласно ОР-03.100.50-КТН-055-14 [47] в случае циклической перекачки расход электроэнергии уменьшается за счет роста КПД насосов и ЭД.

Мощность, потребляемую МНА при номинальной скорости вращения в период циклической перекачки $P_{\text{нер}}$, Вт, определяют следующим образом:

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{\text{нер}} = \frac{p_{\text{диф}} \cdot Q_c}{\eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н}}}, \quad (4.8)$$

где $\eta_{\text{нер}}$ – КПД насоса;

$\eta_{\text{эд.н}}$ – КПД ЭД.

Использование ЧРП позволит работать насосу на частоте ниже номинальной. Формула, определяющая потребление мощности одним НА с ЧРП, имеет следующий вид:

$$P_{\text{рег}} = \frac{p_{\text{диф}} \cdot Q_c}{\eta_{\text{рег}} \cdot \eta_{\text{эд.р}} \cdot \eta_{\text{пч}}}, \quad (4.9)$$

где $\eta_{\text{рег}}$ – КПД насоса при частоте вращения ниже номинального;

$\eta_{\text{пч}}$ – КПД преобразователя частоты;

$\eta_{\text{эд.р}}$ – КПД ЭД при частоте вращения ниже номинального.

Одинаковые значения в числителях формул (4.20) и (4.21) позволяют определить, что произойдет снижение потребляемой электроэнергии при использовании ЧРП. Для этого должно соблюдаться условие:

$$\eta_{\text{рег}} \cdot \eta_{\text{эд.р}} \cdot \eta_{\text{пч}} > \eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н}} \quad (4.10)$$

Тогда расход электроэнергии за сутки при использовании ЧРП $\Delta W_{\text{цп}}$, кВт · ч, снизится по сравнению с расходом электроэнергии за те же сутки без ЧРП на величину:

$$\Delta W_{\text{цп}} = W_{\text{цп}} - W_{\text{чрп}}, \quad (4.11)$$

где $W_{\text{цп}}$ – электроэнергия, потребляемая магистральными и подпорными насосами всех НПС технологического участка, эксплуатируемого МН за сутки без использования ЧРП в периоды циклической перекачки, кВт · ч;

$W_{\text{ЧРП}}$ – электроэнергия, потребляемая магистральными и подпорными насосами всех НПС технологического участка, эксплуатируемого МН за сутки при использовании ЧРП в периоды циклической перекачки.

Заключительным этапом расчетов будет определение снижения затрат на оплату электроэнергии с учетом тарифа на ее покупку.

4.1.2 Оценка изменения срока службы и межремонтных интервалов электродвигателя

Ссылаясь на РД-29.020.00-КТН-027-17 [46], периодичность работ по текущему ремонту синхронных высоковольтных ЭД МН варьируется от 5000 до 6000 ч наработки или 60 пусков, что говорит нам о том, что один пуск эквивалентен 83,3 – 100 ч наработки.

Приняв, что каждый пуск сокращает ресурс ЭД на 100ч можно определить остаточный ресурс ЭД следующим образом:

$$\Delta T_N = 100 \cdot \Delta N \quad (4.12)$$

где ΔN – количество снижения числа пусков за год.

При циклической перекачке один из НА часть суток работает на номинальной частоте вращения. ЧРП даст возможность работать данному НА при пониженной частоте полные сутки. Нарботка за год изменится на:

$$\Delta T_{\text{год}} = \sum_1^m \Delta T_{\text{сут}} \quad (4.13)$$

где m – число суток в году, в которые использовалась циклическая перекачка;

$\Delta T_{\text{сут}}$ – изменение наработки за сутки:

$$\Delta T_{\text{сут}} = T_c - T_{\text{ц}}, \quad (4.14)$$

где T_c – количество часов в сутках, ч;

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$T_{ц}$ – продолжительность работы насосного агрегата за сутки циклической перекачки, ч.

Увеличение межремонтного интервала ЭД НА благодаря применению ЧРП составит:

$$\Delta T_{тр} = 100 \cdot \Delta N - \sum_1^m T_{сут} \quad (4.15)$$

Коэффициент увеличения межремонтного интервала ЭД определяется аналогично как в РД-29.160.30-КТН-267-10 [48] по следующему отношению:

$$K_{ТР} = \frac{\Delta T_{ТР}}{T_{ТР}}, \quad (4.16)$$

где $T_{ТР}$ – межремонтный период ЭД, ч.

Межремонтный период ЭД принимают по РД-29.020.00-КТН-027-17 [41].

Снижение затрат на проведение текущих ремонтов i -го ЭД $\Delta Z_{ТРi}$, тыс. руб., согласно [42] определяют по следующему выражению:

$$\Delta Z_{ТРi} = K_{ТРi} \cdot Z_{ТРi}, \quad (4.17)$$

где $Z_{ТРi}$ – затраты на текущий ремонт i -го ЭД, тыс. руб.

Из-за сокращения количества пусков НА ввели коэффициент увеличения интервала между капитальными ремонтами ЭД за год:

$$K_{КР} = \frac{\Delta T_{КР}}{T_{КР}}, \quad (4.18)$$

где $\Delta T_{КР}$ – время сокращения срока службы ЭД вследствие износа изоляции от прямых пусков за год, ч;

$T_{КР}$ – межремонтный интервал между капитальными ремонтами, ч.

Снижение затрат за год на проведение капитального ремонта i -го ЭД $\Delta Z_{КРi}$, тыс. руб., определяется по следующему выражению:

$$\Delta Z_{KPi} = K_{KP} \cdot Z_{KPi}, \quad (4.19)$$

где Z_{KPi} – затраты на ремонт обмотки i -го ЭД, тыс. руб.

Результирующее значение формул (4.29) и (4.31) суммируются для всех ЭД с ЧРП, получая снижение затрат на текущий ремонт.

4.1.3 Оценка изменения срока службы и межремонтных интервалов нефтепроводов

В связи с исключением или уменьшением циклической перекачки и снижением перепада давления при использовании ЧРП проводят оценку изменения срока службы нефтепровода.

Предельный срок безопасной эксплуатации трубы T_A , год, в соответствии с [44] рассчитывается по следующему выражению [4]:

$$T_A = \frac{N_{min} \cdot k}{N_g \cdot n}, \quad (4.20)$$

где N_{min} – количество циклов развития трещины от ее начального состояния;

N_g – прогнозируемая годовая цикличность нагружения участка МН;

n_N – коэффициент запаса прочности по долговечности;

k_{Ni} – коэффициент пересчета долговечности.

Если трубопровод эксплуатируется с использованием ЧРП, то в качестве прогнозируемой годовой цикличности нагружения участка МН N_g должна быть принята фактическая цикличность нагружения $N_{ЧРП}$. В этом случае срок безопасной эксплуатации $T_{A,ЧРП}$, год, будет иметь вид:

$$T_{A,ЧРП} = \frac{N_{min} \cdot k}{N_{ЧРП} \cdot n}, \quad (4.21)$$

где $N_{ЧРП}$ – цикличность нагружения, определяемая при работе МН с использованием ЧРП.

Срок безопасной эксплуатация для аналогичного случая без ЧРП $T_{А.Ф}$, год, принимает следующий вид:

$$T_{А.Ф} = \frac{N_{min} \cdot k}{N_{Ф} \cdot n}, \quad (4.22)$$

где $N_{Ф}$ – цикличность нагружения, определяемая при работе МН без использования ЧРП.

Равенство значений N_{min} , k и n в формулах (4.33) и (4.34) говорит о том, что остаточный ресурс трубы на конец года обратно пропорционален цикличности нагружения:

$$\frac{T_{А.ЧРП}}{T_{А.Ф}} = \frac{N_{Ф}}{N_{ЧРП}} \quad (4.23)$$

Отношение $T_{А.ЧРП}/T_{А.Ф}$ показывает изменение срока остаточного ресурса трубы при работе МН с применением ЧРП по отношению к работе МН без ЧРП за год. Данное отношение именуется коэффициентом $k_{Б.Э}$:

$$k_{Б.Э} = \frac{T_{А.ЧРП}}{T_{А.Ф}} \quad (4.24)$$

Отношение $N_{Ф}/N_{ЧРП}$ в свою очередь представляет собой коэффициент снижения цикличности нагружения $k_{С.Ц.}$ при работе МН без использования ЧРП к расчетному значению цикличности нагружения при работе МН с использованием ЧРП:

$$k_{С.Ц.} = \frac{N_{Ф}}{N_{ЧРП}} \quad (4.25)$$

Тогда выражением (4.35) примет следующий вид:

$$k_{Б.Э} = k_{С.Ц.} \quad (4.26)$$

При известном $T_{А}$ срок безопасной эксплуатации трубы при использовании ЧРП может быть найден по формуле:

$$T_{A.ЧРП} = T_A \cdot k_{с.ц.} \quad (4.27)$$

Число ремонтов трубы n_{p1} за интервал времени T между соседними НПС при работе МН без ЧРП равно:

$$n_{p1} = \frac{T}{T_{MP.Ф}}, \quad (4.28)$$

где $T_{MP.Ф}$ – среднее значение межремонтного интервала при работе трубопровода в течение года без использования ЧРП.

Соответственно, число ремонтов при работе МН с ЧРП n_{p2} будет равно:

$$n_{p2} = \frac{T}{T_{MP.ЧРП}}, \quad (4.29)$$

где $T_{MP.ЧРП}$ – среднее значение межремонтного интервала при работе трубопровода в течение года с использованием ЧРП.

Длительность межремонтного интервала пропорциональной сроку безопасной эксплуатации:

$$\frac{T_{MP.ЧРП}}{T_{MP.Ф}} = \frac{T_{A.ЧРП}}{T_{A.Ф}} \quad (4.30)$$

Тогда из (4.40) и (4.41) с учетом (3.24) следует, что:

$$n_{p2} = \frac{n_{p1}}{k_{с.ц.}}, \quad (4.31)$$

где $k_{с.ц.}$ – коэффициент снижения цикличности нагружения.

Таким образом, количество ремонтов по устранению дефектов участка трубопровода между соседними станциями в год уменьшается пропорционально коэффициенту снижения цикличности нагружения.

Если затраты на один ремонт при работе МН с ЧРП и без него равны, то выражение (4.43) примет вид:

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$Z_{p2} = \frac{Z_{p1}}{k_{с.ц}}, \quad (4.32)$$

где Z_{p1} – затраты на ремонт по устранению дефектов при работе МН без использования ЧРП;

Z_{p2} – затраты на ремонт по устранению дефектов при работе МН с использованием ЧРП.

Снижение затрат на ремонт участка МН между соседними НПС равно:

$$\Delta Z = Z_{p1} - Z_{p2} = Z_{p1} \cdot \left(1 - \frac{1}{k_{с.ц}}\right) \quad (4.33)$$

Применение данных формул возможно при отсутствии сведений об уменьшении количества дефектов, подлежащих ремонту. Если сведения имеются, то снижение затрат на ремонт МН определяется следующим образом:

$$\Delta Z_i = \sum_1^n n_{дпрj} \cdot Z_{срj}, \quad (4.34)$$

где $n_{дпрj}$ – среднее уменьшение количества дефектов определенного типа, подлежащих ремонту на i -м участке между соседними станциями;

$Z_{срj}$ – средние затраты на ремонт одного дефекта определенного типа.

Снижение затрат на ремонт труб всего технологического участка складывается из суммы снижения затрат каждого участка между соседними НПС:

$$\Delta Z_{ту} = \sum_1^n \Delta Z_i, \quad (4.35)$$

где n – число участков;

i – номер участка между соседними станциями.

4.1.4 Оценка экономической эффективности применения ЧРП

Методика определения экономии затрат на оплату электроэнергии разработана в [51, 52].

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Выражение, определяющее экономию затрат после внедрения ЧРП, Э, тыс. руб./год, имеет следующий вид:

$$\mathcal{E} = \Delta Z_{\mathcal{E}\mathcal{E}} + \Delta Z_{\mathcal{E}\mathcal{D}} + \Delta Z_{\text{ТУ}} - Z_{\text{обсл}}, \quad (4.36)$$

где $\Delta Z_{\mathcal{E}\mathcal{E}}$ – снижением затрат на оплату электроэнергии;
 $\Delta Z_{\mathcal{E}\mathcal{D}}$ – снижение затрат на проведение ремонтов ЭД;
 $\Delta Z_{\text{ТУ}}$ – снижение затрат на ремонт трубопровода технологического участка;
 $Z_{\text{обсл}}$ – годовые затраты на обслуживание ЧРП специализированной организацией, тыс. руб.

$$Z_{\text{обсл}} = K_{\text{обсл}} + N_{\text{ЧРП}} \cdot Z_{\text{ЧРП}}, \quad (4.37)$$

где $Z_{\text{ЧРП}}$ – стоимость ЧРП, тыс. руб.;
 $N_{\text{ЧРП}}$ – количество устанавливаемых ЧРП;
 $K_{\text{обсл}}$ – коэффициент, принимаемый на основе опыта эксплуатации либо по данным заводов-изготовителей или обслуживающих организаций.

Срок окупаемости ЧРП, $T_{\text{ок}}$, лет, определяется по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{(1 + K_{\text{М}}) \cdot N_{\text{ЧРП}} \cdot Z_{\text{ЧРП}}}{\mathcal{E}}, \quad (4.38)$$

где $K_{\text{М}}$ – коэффициент, учитывающий затраты на строительные, монтажные, пусконаладочные и другие работы;
 \mathcal{E} – годовая экономия при применении ЧРП, тыс. руб.
 Далее срок окупаемости проходит проверку следующего условия:

$$T_{\text{ок}} \leq 15 \text{ лет}. \quad (4.39)$$

Выполнение вышеуказанного условия говорит о экономической эффективности применения ЧРП.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Расчет энергоэффективности применения частотно-регулируемого привода

Все энергетические критерии и критерии повышения надежности ЭД сводятся к одному – сроку окупаемости затрат на установку и эксплуатацию ЧРП.

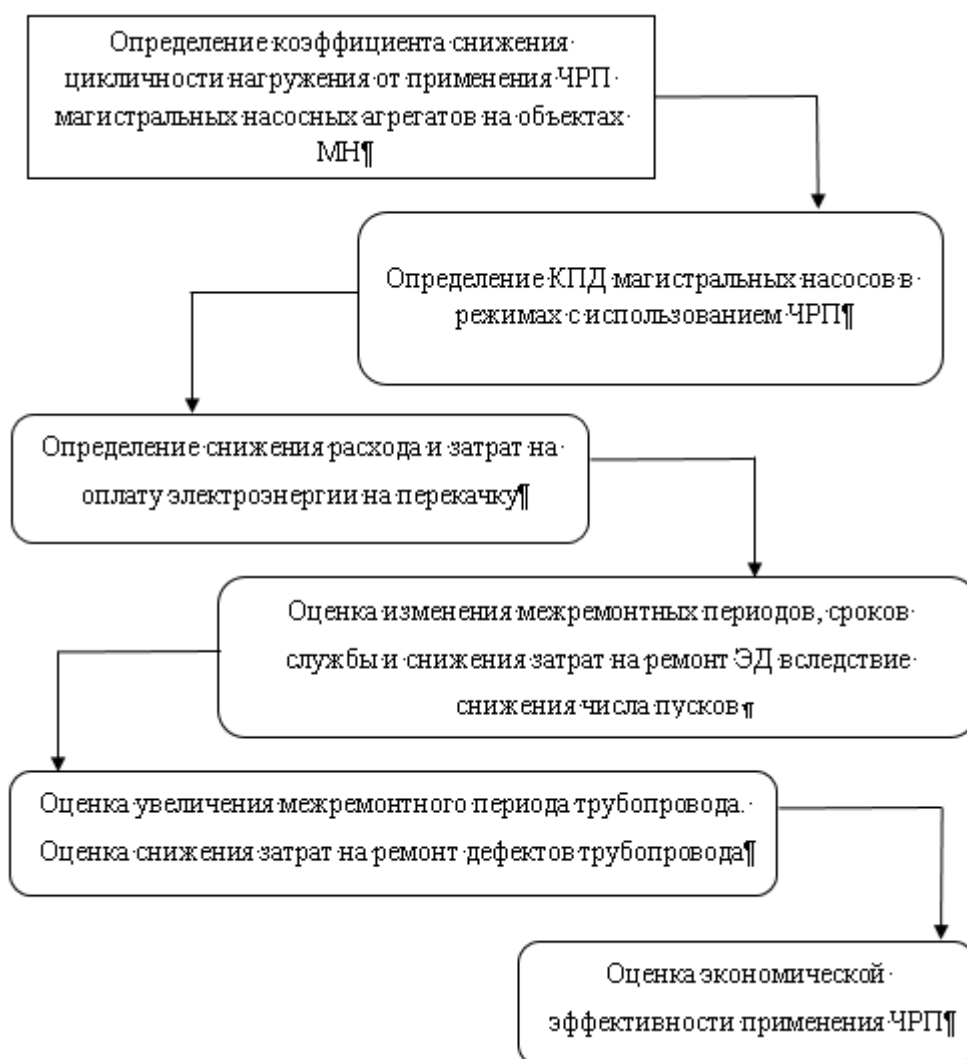


Рисунок 9 – Алгоритм оценки эффективности применения ЧРП

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет энергоэффективности применения частотно-регулируемого привода	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			47	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

Таблица 4 – Исходные данные

Наименование	Значения	Единица измерения
Наружный диаметр трубопровода	1220	мм
Толщина стенки трубы	14	мм
Средняя абсолютная шероховатость стенки трубы	0,2	мм
Остаточный напор	36	м
Плотность нефти	861,3	кг/м ³
Средняя расчетная кинематическая вязкость	18,2	мм ² /с
Тариф на электроэнергию	4	руб./ кВт·ч

Тип ЭД: СТД-8000-2РУХЛ4;

КПД ЭД: 0,97;

КПД преобразователя частоты: 0,98

Коэффициенты напорной характеристики магистральных насосов $a = 305$ м; $b = 1,14 \cdot 10^{-6} \text{ с}^2/\text{м}^5$.

Коэффициенты напорной характеристики подпорных насосов $a=136,7$ м; $b=1,27 \cdot 10^{-6} \text{ с}^2/\text{м}^5$.

Таблица 5 – Данные по геодезическим отметкам НПС

НПС _а	Километровая · отметка НПС, км _а	Длина между · НПС, км _а	Высотная · отметка, м _а	Разность · высотных · отметок между · НПС, м _а
НПС1 _а	0 _а	100 _а	290 _а	28 _а
НПС2 _а	100 _а	100 _а	318 _а	18 _а
НПС3 _а	200 _а	100 _а	336 _а	18 _а
НПС4 _а	300 _а	100 _а	354 _а	17 _а
НПС5 _а	400 _а	100 _а	371 _а	44 _а
Конечный · пункт _а	500 _а	– _а	415 _а	– _а

Таблица 6 – Карта технологических режимов

№, п/п	Q, м³/ч	Наименование показателей	Номер НПС				
			1	2	3	4	5
002	6850,1	Тип и кол-во НА	НМ10000х210, 1	НМ10000х210, 1	–	–	–
		Схема работы НА	1п+№2(3)	№2(4)	–	–	–
001	5553,2	Тип и кол-во НА	НМ10000х210, 1	–	–	–	–
		Схема работы НА	1п+№2(3)	–	–	–	–

Цифры 002 и 001 означают, что на всех НПС технологического участка в работе два и один магистральный насос соответственно. 1+№2(3) означает, что в работе один подпорный НА и один (№2 или №3) магистральный НА.

5.1 Расчет производительности нефтепровода и потерь напора на трение

Формула для определения среднесуточной производительности имеет следующий вид:

$$Q_{\text{сут}} = \frac{T_1 \cdot Q_1 + T_2 \cdot Q_2}{T_1 + T_2} \quad (5.1)$$

Подставляя из исходные данные получаем:

$$Q_{\text{сут}} = \frac{20 \cdot 6850,1 + 4 \cdot 5553,23}{20 + 4} = 6634 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для того, чтобы рассчитать потери напора на трение необходимо определить режим течения и относительную шероховатость трубы:

$$\bar{k} = \frac{k_s}{D}, \quad (5.2)$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, мм:

$$d = D_{\text{вн}} - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 14 = 1192 \text{ мм};$$

$$\bar{k} = \frac{0,2}{1192} = 0,00016$$

Для определения режима течения найдем число Рейнольдса. Для этого определим значения граничных чисел Рейнольдса Re_1 и Re_2 :

$$Re_1 = \frac{10}{\bar{k}} = \frac{10}{0,00016} = 62500; \quad (5.3)$$

$$Re_2 = \frac{500}{\bar{k}} = \frac{500}{0,00016} = 3125000$$

Определяется число Рейнольдса при производительности $6634 \text{ м}^3/\text{ч}$:

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D \cdot \nu} = \frac{4 \cdot 6634 \cdot 1000000}{3,14 \cdot 1,192 \cdot 18,2 \cdot 3600} = 107306,9 \quad (5.4)$$

Исходя из того, что рассчитанное значение числа Рейнольдса лежит в интервале $\frac{1}{\bar{k}} < Re < \frac{1}{k}$, то режим течения турбулентный, зона смешанного трения, следовательно, формула определения гидравлического сопротивления будет иметь следующий вид (формула Альтшуля):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\bar{k} + \frac{64}{Re} \right)^{\frac{1}{4}} = 0,11 \cdot \left(0,00016 + \frac{64}{107306,9} \right)^{\frac{1}{4}} = 0,0182 \quad (5.5)$$

Находим гидравлический уклон для данного режима перекачки:

$$i = \frac{8 \cdot Q^2 \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot D^5 \cdot g} = \frac{8 \cdot \left(\frac{6634}{3600} \right)^2 \cdot 0,0182}{3,14^2 \cdot 1,192^5 \cdot 9,81} = 0,00204 \text{ с}^2/\text{м}^6, \quad (5.6)$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, м.

Находим потери напора на трение:

$$h_T = i \cdot L = 0,00204 \cdot 400 \cdot 1000 = 816 \text{ м}, \quad (5.7)$$

где L – длина трубопровода, м.

Полные потери напора:

$$\Delta h_{\text{ту}} = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta Z + h_{\text{ост}} = 1,02 \cdot 816 + (371 - 290) + 40 = 953,3 \text{ м} \quad (5.8)$$

Подразумевается установка одного ЧРП на ЭД НПС 2.

Определяем напор нерегулируемого МНА на НПС 1:

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

$$H_{\text{м.н.}} = a - b \cdot Q^2 = 305 - 1,14 \cdot 10^{-6} \cdot 6634^2 = 254 \text{ м} \quad (5.9)$$

Напоры подпорных насосов определяются как:

$$h_n = a - b \cdot \left(\frac{Q}{n_n}\right)^2 = 136,7 - 1,27 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{6634}{1}\right)^2 = 80,8 \text{ м} \quad (5.10)$$

Определяется суммарный напор всех нерегулируемых насосов технологического участка:

$$H_{\Sigma \text{ нер}} = \sum_1^n H_{\text{мн}} + h_{\text{п}} = 254 + 80 = 334 \text{ м} \quad (5.11)$$

Из уравнения баланса напоров определяется напор, развиваемый регулируемым МНА на НПС 2:

$$H_{\text{рег}} = \Delta h_{\text{ту}} - H_{\Sigma \text{ нер}} = 953,3 - 334 = 619,3 \text{ м} \quad (5.12)$$

5.2. Определение КПД магистральных насосов в режимах с использованием ЧРП

Для каждого насоса по РД определяются коэффициенты c_0 , c_1 , c_2 характеристик КПД насоса в функции производительности. Для насоса НМ10000х210: $c_0 = 0,190255$; $c_1 = 0,00012254$; $c_2 = - 0,00000000541$.

Определяются КПД насосов до ЧРП в каждом из режимов циклической перекачки. Для рассматриваемых суток – это режимы 002 (в работе два МНА на НПС1 и НПС2) и 001 (в работе один МНА на НПС1).

КПД насосов в режиме 002 с производительностью 6850,1 м³ /ч:

$$\begin{aligned} \eta &= c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2 \\ &= 0,190255 + 0,00012254 \cdot 6850,1 \\ &\quad - 0,00000000541 \cdot 6850,1^2 = 0,776 \end{aligned} \quad (5.13)$$

КПД насоса в режиме 001 с производительностью 5553,2 м³ /ч:

$$\begin{aligned} \eta &= c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2 \\ &= 0,190255 + 0,00012254 \cdot 5553,2 \\ &\quad - 0,00000000541 \cdot 5553,2^2 = 0,704 \end{aligned}$$

Определяется КПД нерегулируемого насоса в режиме с использованием ЧРП и КПД МНА при частоте вращения меньше номинальной. При этом значение КПД нерегулируемого насоса изменится:

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\begin{aligned}\eta &= c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2 \\ &= 0,190255 + 0,00012254 \cdot 6634 \\ &\quad - 0,00000000541 \cdot 6634^2 = 0,765\end{aligned}$$

Определим необходимую скорость вращения регулируемого МНА:

$$\omega = \frac{\sqrt{H_{\text{пер}} + b_p \cdot Q^2}}{\sqrt{a_p}} = \frac{\sqrt{619,3 + 1,14 \cdot 10^{-6} \cdot 6634^2}}{\sqrt{339,8}} = 1,12 \quad (5.14)$$

КПД регулируемого насоса определяется как:

$$\begin{aligned}\eta &= c_0 + c_1 \cdot \frac{Q}{\omega} + c_2 \cdot \frac{Q^2}{\omega^2} = \\ &= 0,19026 + 0,00012254 \cdot \frac{6634}{1,12} - 0,00000000541 \\ &\quad \cdot \left(\frac{6634}{1,12}\right)^2 = 0,8\end{aligned} \quad (5.15)$$

КПД регулируемого насоса выше, чем КПД нерегулируемого насоса.

5.3 Определение снижения затрат на оплату электроэнергии

Сначала определяется механическая мощность на валу ЭД и коэффициент загрузки каждого двигателя.

Выражение для определения мощности на валу ЭД имеет следующим вид:

$$P_{\text{н.эд}} = p_{\text{диф.н}} \cdot \frac{Q_c}{\eta_{\text{нерНА}}} ; \quad (5.16)$$

$$k_{\text{з.д.}} = \frac{P_{\text{н.эд}}}{P_{\text{ном}}} \quad (5.17)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ЭД, кВт.

В режиме 002 для насоса на НПС 1:

где

$$k_{\text{з.д.1}} = \frac{5116}{8000} = 0,64$$

В режиме 002 для насоса на НПС 2:

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$P_{\text{н.эд2}} = (36,1 - 13,5) \cdot 6850,1 \cdot 9,8 \cdot \frac{10000}{0,776 \cdot 0,98 \cdot 3600 \cdot 1000} =$$

$$= 5541,7 \text{ кВт};$$

$$k_{\text{з.д.2}} = \frac{5541,7}{8000} = 0,69$$

В режиме 001 для насоса на НПС 1:

$$P_{\text{н.эд1}} = (33,4 - 11,7) \cdot \frac{5553,2 \cdot 9,8 \cdot 10000}{0,704 \cdot 0,98 \cdot 3600 \cdot 1000} = 4754,8 \text{ кВт};$$

$$k_{\text{з.д.1}} = \frac{4754,8}{8000} = 0,59$$

КПД ЭД определяются как:

$$\eta_{\text{эд.н}} = r_0 + r_1 \cdot k_{\text{з.д}} + r_2 \cdot k_{\text{з.д}}^2, \quad (5.18)$$

где коэффициенты аппроксимации $r_0 = 0,582$; $r_1 = 0,987$; $r_2 = -0,592$.

В режиме 002:

$$\eta_{\text{эд.н1}} = 0,582 + 0,987 \cdot 0,64 - 0,592 \cdot 0,64^2 = 0,971;$$

$$\eta_{\text{эд.н2}} = 0,582 + 0,987 \cdot 0,69 - 0,59 \cdot 0,69^2 = 0,981$$

В режиме 001:

$$\eta_{\text{эд.н1}} = 0,582 + 0,987 \cdot 0,59 - 0,592 \cdot 0,59^2 = 0,96$$

КПД ЭД нерегулируемого МНА при применении ЧРП определяется следующим выражением:

$$P_{\text{н.эд1}} = (32,4 - 10) \cdot \frac{6634 \cdot 9,8 \cdot 10000}{0,765 \cdot 3600 \cdot 1000} = 5287,93 \text{ кВт}$$

$$k_{\text{з.д.1}} = \frac{5287,93}{8000} = 0,66$$

$$\eta_{\text{эд.н1}} = 0,582 + 0,987 \cdot 0,66 - 0,592 \cdot 0,66^2 = 0,976$$

Определим мощность, потребляемую нерегулируемым МНА, в режиме с использованием ЧРП:

$$P_{\text{нер}} = \frac{P_{\text{диф}} \cdot Q_{\text{с}}}{\eta_{\text{нер}} \cdot \eta_{\text{эд.н1}}} = \frac{(32,4 - 10) \cdot 6634 \cdot 9,8 \cdot 10000}{0,765 \cdot 0,971 \cdot 3600} = 5445,8 \text{ кВт}$$

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Мощность, потребляемая регулируемым МНА, определяется:

$$P_{\text{рег}} = \frac{P_{\text{диф}} \cdot Q_c}{\eta_{\text{рег}} \cdot \eta_{\text{эд.р}} \cdot \eta_{\text{пч}}} = \frac{(32,3 - 16) \cdot 6634 \cdot 9,8 \cdot 10000}{0,8 \cdot 0,97 \cdot 0,98 \cdot 3600} =$$

$$= 3870,8 \text{ кВт}$$
(5.19)

Определим расход электроэнергии всеми НА технологического участка в режиме с использованием ЧРП за сутки:

$$W_{\text{чрп}} = \sum_1^{N_{\text{нер}}} P_{\text{нер.}i} + \sum_1^{N_{\text{рег}}} P_{\text{рег.}i} ;$$
(5.20)

$$W_{\text{чрп}} = 5445,8 \cdot 24 + 3870,8 \cdot 24 =$$

$$= 223598,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

При тарифе на электроэнергию – 4 руб./ кВт·ч затраты на электроэнергию с применением ЧРП составят:

$$Z_{\text{чрп}} = 223598,4 \cdot 4 = 894394 \frac{\text{руб}}{\text{сут}}.$$
(5.21)

Затраты на электроэнергию без применения ЧРП при циклической перекачке:

$$Z_{\text{цп}} = 248721 \cdot 4 = 994884 \frac{\text{руб}}{\text{сут}}.$$
(5.22)

Определяем экономию затрат на использование электроэнергии при режиме с применением ЧРП:

$$Э = 994884 - 894394 = 100490 \frac{\text{руб}}{\text{сут}}.$$
(5.23)

Таким образом, при тарифе 4 руб./кВт·ч экономический эффект для исходных условий составил 100490 руб./сут.

6 Социальная ответственность

В России 90% добываемой нефти и около 25% производимых в стране нефтепродуктов транспортирует компания «Транснефть», протяженность действующих магистральных трубопроводов которой составляет более 72 тыс. километров. Во всей системе «Транснефти» почти 500 нефтеперекачивающих станций, а в резервуарах могут храниться более 23 млн кубометров.

В данном разделе рассматриваются мероприятия по безопасной эксплуатации оборудования и деятельность инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В ходе выпускной квалификационной был смоделирован участок магистрального нефтепровода с заданными параметрами. Объектом исследования является нефтеперекачивающая станция. Место проведения работ – насосный цех НПС.

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы является выявление и анализ опасностей в рабочей зоне.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Магистральные трубопроводы и нефтеперекачивающие станции в большинстве случаев находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Значительна часть персонала на объектах транспортировки нефти работают вахтовым методом. За каждый день нахождения в пути до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте,

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			55	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [53]. Если объект располагается в районах Крайнего Севера или местностях, приравненных к ним, то устанавливается районный коэффициент, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предусматриваются дополнительные отпуска.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном

«Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [54].

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Согласно ГОСТ 12.2.061-81 [55] рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда. При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо. В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

6.2 Производственная безопасность

На человека, работающего в насосном цехе НПС, в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015), которые разделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические. В таблице 7 приведены опасные и вредные производственные факторы, воздействующие на рабочих объекта исследования.

Таблица 7 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Ликвидация неисправностей НА	Проведение очистки НА	Проведение запуска и остановки НА	
Вредные производственные факторы				
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 [9]

Превышение уровня шума	—	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [10]
Превышение уровня вибрации	—	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [13]

Продолжение таблицы 7

Опасные производственные факторы				
Пожаровзрыво- безопасность	+	—	+	ГОСТ 12.1.010–76 [8]
Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030–81 [14]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	—	—	ГОСТ 12.0.004–2015 [5]

6.3 Анализ вредных производственных факторов

6.3.1 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу обсуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. Освещенность рабочих мест осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения

Для проведения работ необходимо исследовать общее равномерное освещение. При этом освещенность зоны выполнения работ должна быть не менее 200 лк независимо от применяемых источников света ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ [56], освещенность периферийной зоны, не менее 50 лк. Равномерность распределения освещенности 0,50.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 50 лк при работе вручную и не менее 100 лк при работе с помощью машин и механизмов. Для устранения недостатка освещенности

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист 58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устанавливаются осветительные установки. Осветительная установка удовлетворяет требованиям норм, если измеренная средняя освещенность освещаемой зоны или помещения не менее нормируемого значения.

6.3.2 Превышение уровня шума

Источниками шума в насосном зале являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Однако самые значительные воздействия оказывают насосные агрегаты.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [57] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука ≤ 80 дБА. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026-2015 [58]. Работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051-87 [59]. Основные применяемые меры:

1. Средства коллективной защиты (расположение оборудования применение звукоизолирующих материалов);
2. Средства индивидуальной защиты (ушные тампоны, наушники);
3. Дистанционное управление оборудованием;
4. Своевременный ремонт оборудования.

6.3.3 Превышение уровня вибрации

Источниками вибрации в насосном зале также являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Вредное воздействие на организм человека заключается в функциональных расстройствах органов.

Согласно [60] нормированной величиной вибрации в насосном зале является среднеквадратичное значение виброскорости: для корпуса насоса и двигателя – 13 мм/с (108 дБ), для фундамента МНА – 7,5 мм/с (104 дБ).

Виброзащита включает в себя простые средства виброизоляции и виброгашения: установка вибрирующего оборудования на массивный

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов, средств индивидуальной защиты.

6.4 Анализ опасных производственных факторов

6.4.1 Пожароопасность и взрывоопасность

В насосном зале НПС возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Газовыделение при срабатывании предохранительного устройства и нарушение герметичности оборудования нефтеперекачивающих агрегатов ведет к появлению в рабочей зоне взрывоопасных газов. Также нефть является опасным веществом для здоровья жизни человека и для окружающей среды и относится к 3-му классу опасности с ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м³.

К мероприятиям по снижению пожаровзрывоопасности относятся: исключение источника выбросов газов, устранение причин пожаров и взрывов, контроль загазованности рабочей зоны, проветривание с целью снижения концентрации газов, использование оборудования и инструментов во взрывобезопасном исполнении.

Пожарную защиту объектов НПС обеспечивает автоматическая система пенотушения, которая включает в себя средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. Срабатывание системы пенотушения происходит: автоматически, дистанционно или вручную. При возникновении пожара сигнал от пожарных датчиков, приводит в действие систему пожаротушения согласно ГОСТ 12.3.046-91 [61].

6.4.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

МНА, расположенные в насосном зале, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

человека. Все движущиеся и вращающиеся части МНА, в который входят двигатель и насос, а также передача от двигателя к насосу должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов, и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма.

6.4.3 Электрический ток

Безопасные и безвредные условия труда, при проведении работ, связанных с обслуживанием систем управлением оборудования насосного зала, достигаются следующим: Заземление оборудования, емкостей, коммуникаций, в которых возникают заряды статического электричества ($R_z \leq 100 \text{ Ом}$); Необходимая защита от поражения электрическим током обеспечивается защитным заземлением корпусов всех приборов и оборудования; Электрическая изоляция между отдельными электрическими цепями и корпусом должна выдерживать в течение минуты действия испытательного повышенного напряжения 1000 В промышленной частоты; Электрическая изоляция между отдельными электрическими цепями и корпусом должна быть не менее 0,5 МОм.

По способу защиты человека от поражения электрическим током изделия систем управлением соответствуют классам 1 и 2 (для изделий, предназначенных для соединения с источником напряжения $U=220 \text{ В}$) и классу 3 (для изделий, предназначенных для соединения с источником напряжения 24 В).

В процессе эксплуатации средств автоматизации существует опасность поражения электрическим током. Приборы и средства автоматизации находятся под напряжением 24 В постоянного тока. Удар электрическим током вызывает рефлекторную реакцию со стороны центральной нервной системы и ведет к нарушению нормального ритма работы сердца.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист 61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В результате наблюдается нарушение или полное прекращение деятельности органов дыхания и кровообращения.

Для защиты от поражения электрическим током при монтаже, эксплуатации и ремонте средств автоматизации работы выполняются при соблюдении ГОСТ 12.1.030-81 [62].

Для предотвращения возникновения зарядов статического электричества согласно ГОСТ 12.1.018-93 [63] все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены. Сопротивление защитного устройства от статического электричества не должно превышать 100 Ом.

6.5 Экологическая безопасность

6.5.1 Охрана гидросферы

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель растений и животных. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 кв. км. Восстановление пораженных экосистем занимает 10-15 лет.

Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает на них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение [64]. Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.5.2 Охрана литосферы

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв – изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо -и микрофауны и микрофлоры). Последствия возникновения нефтяного загрязнения почв носят губительный характер:

- Происходит массовая гибель почвенной мезофауны: через три дня после аварии большинство видов почвенных животных полностью исчезает или составляет не более 1% контроля. Наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефти.
- Изменяются фотосинтезирующие функции высших растений
- Дыхание почв также чутко реагирует на загрязнение нефтепродуктами.

Для разных почв процесс реанимации проходит по-разному. Зависит он и от глубины проникновения продуктов в основание. Например, время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 литров на квадратный метр. Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий [65].

6.5.3 Охрана атмосферы

При попадании в атмосферу вредные вещества физико-химически преобразуются, а впоследствии либо рассеиваются, либо вымываются. Уровень загрязнённости атмосферы находится в прямой зависимости от того, произойдет ли перенос этих веществ на большое расстояние от их источника, либо их скопление останется локальным.

Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м³. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Соблюдение правил эксплуатации;
3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;
4. Оснащение насосного зала системой контроля загазованности.

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для предотвращения чрезвычайных ситуаций, вызванных аварией на нефтепроводе в компаниях, транспортирующих нефтепродукты, проводится комплекс мероприятий, составляемых в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 21.08.2000 N 613 (ред. от 14.11.2014) [65].

Аварии, возникающие на магистральном нефтепроводе (МНП), приводят к ЧС, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушения сооружений, гибель людей, значительные потери материальных ценностей, загрязнение окружающей среды. При аварии на ДНС действия обслуживающего персонала должны быть направлены на:

- спасение людей, попавших в зону аварии, и оказание первой помощи пострадавшим;
- локализацию аварии;
- быструю ликвидацию аварии и вывод УПН на нормальный технологический режим;
- уменьшение вредного воздействия аварии и его последствий.

На основе анализа статистических данных об авариях на НПС прогнозируются следующие чрезвычайные ситуации: отключение электроэнергии; взрыв паровоздушной смеси в помещении насосной; пожар в помещении насосной.

В случае отключения электроэнергии на НПС, для обеспечения непрерывности работы магистрального нефтепровода и исключения вредных последствий, производится включение дизельной электростанции.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Наиболее опасной для производства и жизни людей чрезвычайной ситуацией является взрыв. Спрогнозируем вероятные разрушения при взрыве паровоздушной смеси в помещении насосной, в случае разлива нефти. Предполагаемый объем разлитой нефти определяется как произведение длины насосной на её ширину и высоту затопления. Объем паровоздушной смеси составляет 20 % от объема нефтепродукта. На рисунке 1 выделены зоны детонационной волны (область 1) и зону ударной волны (область 2) при взрыве паро- и газовой смеси.

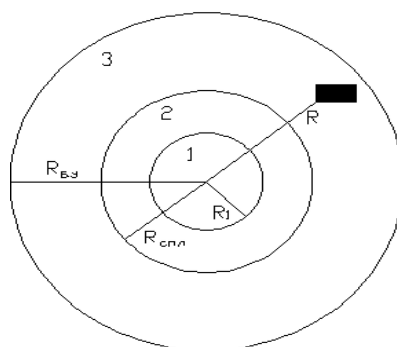


Рисунок 10 – Радиус взрыва газовой смеси

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек разрабатывается и пересматривается в филиалах комиссией в составе начальника отдела эксплуатации, старшего диспетчера, главного механика, главного энергетика, инженера по технике безопасности представителей ПТУС и пожарной охраны, начальника (директора) или заместителя начальника (директора) НПС (нефтебазы) и утверждается главным инженером филиала.

В целях своевременной локализации и ликвидации аварий, а также рационального и подконтрольного использования материально-технических ресурсов на предприятии создан неснижаемый аварийный и эксплуатационный запас запасных частей и материалов. Неснижаемый аварийный запас (постоянно поддерживаемый объем хранения) — это совокупность материально-технических ресурсов, необходимая для локализации и устранения аварийных ситуаций и инцидентов на оборудовании предприятия, грозящих остановом или резким снижением

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

технико-экономических показателей основного оборудования; а также для ликвидации последствий аварий.

Для принятия эффективных мер по локализации и ликвидации аварий ответственный руководитель создает оперативный штаб. При возгорании на технологической площадке необходимо выполнить следующее:

- вызвать пожарную команду, скорую помощь, сообщить об отключении начальнику смены, оповестить ответственных лиц по списку в соответствии с планом ликвидации аварии;
- проверить включение в работу систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения);
- отключить при необходимости электроэнергию, кроме аварийного освещения, остановить агрегаты, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить все работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения до прибытия подразделений пожарной охраны;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожар.

Организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты создают резерв финансовых и материальных ресурсов в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии в соответствии с Федеральным Законом от 21 декабря 1994 г. №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Порядок создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации и локализации ЧС природного и техногенного характера определен постановлением Правительства РФ от 10 ноября 1996 г. №1340 «О Порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вывод по разделу

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые присутствуют в рабочей зоне НПС, предложены мероприятия по снижению их воздействия. Раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве. Было затронуто экологическое воздействие НПС как опасного производственного объекта.

Для готовности к непредвиденным ситуациям была рассмотрена типовая чрезвычайная ситуация – взрыв. Обеспечение безопасности труда на производстве должно быть приоритетной задачей руководителя.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Перекачка нефти по нефтепроводам характеризуется значительными затратами на использование электроэнергии, что влияет во многом на экономику компании. Неправильный выбор способа регулирования приводит к падению КПД насоса и росту потребляемой мощности, что, в свою очередь, приводит к значительным энергетическим и экономическим потерям.

Целью данного раздела ВКР является определение наиболее экономически эффективного метода регулирования режима перекачки.

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

7.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является способ регулирования режима перекачки для изменения характеристик нефтепровода.

Для сравнения взяты два метода регулирования: применение частотно-регулируемого привода и дросселирование.

Дросселирование является плавным методом регулирования, принцип работы которого заключается в падении давления нефти в процессе протекание ее через сужение (задвижку). Разность давлений расходуется на преодоление местных сопротивлений, создаваемых при уменьшении площади сечения нефтепровода путем прикрытия задвижки. При дросселировании развивается излишний напор, ведущий за собой большие потери.

Применение ЧРП также относится к методам плавного регулирования, принцип работы которого заключается в изменении частоты вращения

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			68	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

рабочего колеса, используя приводы с переменной частотой вращения. Данный метод позволяет точнее совершать требуемые корректировки в режиме работы, но он имеет значительные капитальные затраты на монтаж оборудования.

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов.

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{дрс}	Б _{чрп}	К _{дрс}	К _{чрп}
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Сложность внедрения	0,05	5	3	0,25	0,15
2. Надежность	0,1	4	5	0,4	0,5
3. Коэффициент полезного действия	0,15	3	5	0,45	0,75
4. Диапазон регулирования	0,1	4	5	0,4	0,5
5. Надежность	0,1	4	5	0,4	0,5
6. Безопасность	0,1	4	5	0,4	0,5
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	0,2	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	3	0,25	0,15
3. Цена внедрения	0,	5	3	0,5	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4	5	0,6	0,75
5. Послепродажное обслуживание	0,1	4	4	0,4	0,4
Итого	1	46	47	4,05	4,45

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K = \sum B_i B_i, \quad (7.1)$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);
 B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 8. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов. Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что использование ЧРП наиболее практически применимый метод в условиях производства на предприятиях. У конкурентов низкий КПД, меньший диапазон регулирования и они менее удобны.

7.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ проводят оценки внешней и внутренней среды проекта.

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 9.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 9 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Усовершенствование алгоритмов управления.</p> <p>С2. Повышение энергоэффективности.</p> <p>С3. Повышение надежности МНА.</p> <p>С4. Снижение количества вредных веществ, выделяющихся в атмосферу.</p> <p>С5. Совместимость с автоматизированными системами автоматического управления.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Большой первоначальный взнос реализации проекта</p> <p>Сл2. Использование импортного оборудования.</p> <p>Сл3. Относительно долгий срок окупаемости.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Сотрудничество с заинтересованными компаниями.</p> <p>В2. Возможность применение технологии на большем количестве объектов.</p> <p>В3. Набор новых кадров.</p> <p>В4. Возможность применения на действующих НПС.</p>	<p>1. Использование научной базы ТПУ с целью повышения ресурсоэффективности проекта и увеличения экономической выгоды.</p> <p>2. Расширение кадрового состава.</p> <p>3. План импортозамещения.</p>	<p>1. Применение опыта работа зарубежных компаний-партнеров.</p> <p>2. Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля.</p> <p>3. Отбор высококвалифицированных специалистов.</p>
<p>Угрозы</p> <p>У1. Возможность отказа заказчика от проекта из-за высокой стоимости.</p> <p>У2. Введение дополнительных требований к сертификации работ.</p> <p>У3. Появление новых технологий.</p>	<p>1. Повышение надежности используемого оборудования.</p> <p>2. Постоянное отслеживание появления новых научных разработок по теме исследования</p> <p>3. Недостаток финансирования, повлияет на качество.</p>	<p>1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования</p> <p>2. Разработать более качественную продукцию с минимальными затратами.</p> <p>3. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений.</p>

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

7.2 Планирование работ по проведению вибродиагностики технологической обвязки насосного агрегата

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. В таблице 10 приведены последовательность, содержание работ и распределение исполнителей.

Таблица 10– Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на анализ оптимальных методов регулирования режима перекачки	Руководитель
Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	3	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	5	Расчет оптимального режима перекачки	Инженер
	6	Сравнительный анализ энергопотребления методов регулирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Приведение рекомендаций к применению выбранного метода	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	Инженер
Оформление отчета по проекту	9	Составление пояснительной записки	Инженер

Исследование напряженно-деформированного состояния технологической обвязки НА проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Основную часть стоимости исследования занимают трудовые затраты. Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер. Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости определяется по следующей формуле:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (7.2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;
 $t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;
 $t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями и определяется по следующему выражению:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (7.3)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчета приведены в таблице 11.

1.2.3 Разработка графика проведения проекта

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (7.4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (7.5)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;
 $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;
 $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{\text{Ч}_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,48 = 7,7 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 12.










					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность		Длительность	
	t_{\min} , чел- дни		t_{\max} , чел- дни		$t_{\text{ож}i}$, чел- дни		ь работ в рабочих днях $T_{\text{р}i}$		работ в календарных днях $T_{\text{к}i}$	
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1	–	6	–	3	–	3	–	4	–
Изучение нормативно-технической документации	–	4	–	7	–	5,2	–	5,2	–	8
Составление плана исследования	2	–	4	–	2,8	–	2,8	–	3	–
Проведение теоретических расчетов и обоснований	–	5	–	10	–	7	–	7	–	10
Расчет оптимального режима перекачки	–	12	–	18	–	14	–	14	–	21
Сравнительный анализ энергопотребления методов регулирования	–	2	–	4	–	2,8	–	2,8	–	4
Проведение рекомендации применению выбранного метода	–	8	–	12	–	9,6	–	9,6	–	14
Оценка результатов исследования	3	–	5	–	3,8	–	1,9	–	3	–
Составление пояснительной записки	–	6	–	10	–	7,6	–	7,6	–	11

На основе таблицы 11 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

Таблица 12 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Испол- нители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4												
2	Изучение нормативно-технической документации	И	8												
3	Составление плана исследования	Р	3												
4	Определение и расчет нагрузок, воздействующих на трубопровод	И	10												
5	Создание и расчет математической модели трубопровода	И	21												
6	Проведение вибродиагностики	И	4												
7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	И	14												
8	Оценка результатов исследования	Р, И	3												
9	Составление пояснительной записки	И	11												

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На основе данных таблицы 12 можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряженно-деформированного состояния трубопровода займет 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна:

- 10 дней для выполнения проекта руководителем;
- 71 день для выполнения проекта инженером.

7.3 Бюджет затрат на исследование

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

7.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики.

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 13.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 13 – Затраты на приобретение спецоборудования

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Ноутбук Acer Aspire	1	1	25900
Итого:			25900

7.3.2 Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{\text{осн}}$ и дополнительную заработную плату $Z_{\text{доп}}$.

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} \cdot Z_{\text{доп}} \quad (7.6)$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20% от $Z_{\text{зп}}$. Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (7.7)$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, раб.дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (7.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дней $M=11,2$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяцев, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн (таблица 14).

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни/праздничные дни	66	118
Потери рабочего времени - отпуск/невыходы по болезни	56 0	28 0
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (7.9)$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;
 $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% $З_{\text{тс}}$);
 $k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;
 $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

7.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (7.10)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равный 0,13).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 29500 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 57525 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{57525 \cdot 10,4}{243} = 2462 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2462 \cdot 7,7 = 18957 \text{ руб}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,13 \cdot 18957 = 2464 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{31590 \cdot 11,2}{219} = 1616 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1616 \cdot 46,2 = 74659 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,13 \cdot 74659 = 9706 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет заработной платы

	Исполнитель проекта	
	Руководитель	Инженер
З _{тс} , руб.	29500	16200
З _м , руб.	57525	31590
З _{дн} , руб.	2462	1616
З _{осн} , руб.	18957	74659
З _{доп} , руб.	2464	9706
Итого, руб.	110908	133771

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 15 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы над проектом.

7.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством РФ нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (7.11)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В таблице 16 представлены результаты по расчет отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	18957	2464
Инженер	74659	9706
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого		
Руководитель	6855	
Инженер	26997	

7.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (7.12)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16%.

$$З_{\text{накл}} = (З_{\text{м}} + З_{\text{об}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}) \cdot 0,16$$

$$З_{\text{накл}} = (25990 + 93616 + 12170 + 33852) \cdot 0,16 = 26500 \text{ руб.}$$

7.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб	Примечание
1. Затраты на специальное оборудование	25990	7.6.1
2. Затраты по основной заработной плате	93616	7.6.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате	12170	7.6.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	33852	7.6.4
5. Накладные расходы	26689	16% от суммы ст.1-4
6. Бюджет затрат на исследование	192317	Сумма ст. 1-5

Бюджет затрат проекта равен 192317 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (48,4%).

7.4 Определение ресурсоэффективности

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (7.13)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;
 a_i – весовой коэффициент разработки;

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Проведем расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы 18.

Таблица 18 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	ЧРП	Дросселирование
1. Энергоэкономичность	0,2	5	4
2. Надежность	0,2	5	4
3. Безопасность	0,2	4	4
4. Долговечность	0,15	5	4
5. Удобство в эксплуатации	0,25	5	3
Итого	1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 18:

$$I_{\text{чрп}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{\text{дрс}} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,75$$

Согласно расчетам интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее оптимальным будет являться применение частотно-регулируемого привода в качестве метода регулирования.

Вывод по разделу

В результате выполнения данного раздела ВКР был проведен анализ конкурентных технических решений, который помог выбрать наиболее подходящий метод регулирования режима перекачки, позволяющий повысить энергоэффективность транспортировки нефти по трубопроводу, а именно метод частотного регулирования.

Построен календарный план-график работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 81 дня.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Бюджет затрат проекта на исследование для выполнения расчетов равен 192317 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (48,4%).

Сравнение эффективности проведения исследования показало целесообразность применения ЧРП, который имеет самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p=4,8$.

Опираясь на результаты полученных результатов данного раздела, можно сделать вывод, что исследование оптимального метода регулирования режима перекачки является экономически обоснованным.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведен анализ литературы и нормативно-технической документации по теме исследования, проанализированы методы повышения энергоэффективности транспортировки нефти, провели обоснование выбора наиболее оптимального метода.

Было выяснено, что применение частотно-регулируемого привода, позволяющего регулировать режим перекачки, может не только повысить энергоэффективность транспортировки нефти, но и увеличить надежность работы МНА и нефтепровода. Повышение надежности в свою очередь сопровождается снижением затрат на эксплуатацию.

Для применения данного метода необходимы большие капитальные затраты на приобретение и монтаж оборудования. Решением проблемы является активное внедрение стратегии импортозамещения в российских нефтегазовых компаниях.

Расчет затрат на электроэнергию за сутки при заданных условиях перекачки нефти в случае применения частотного преобразователя для регулирования частоты вращения НА показал эффективность метода. Уменьшение потребляемой МНА электроэнергии приводит к сокращению количества вредных веществ, выделяющихся в атмосферу за счет снижения вырабатываемой электроэнергии тепловыми и автономными дизельными электростанциями.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бек В.Г.		14.06	Заключение		Лит.	Лист
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06				Листов
Консульт.		Брусник О.В.		14.06				85
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				93
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

Список использованных источников

1. Отчет об устойчивом развитии 2018. Официальный сайт ПАО «Транснефть». – [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://sdr2018.transneft.ru/use-of-energy-resources-and-energy-saving> (дата обращения 16.07.2020).
2. Как и куда течет нефть. Официальный сайт ПАО «Транснефть». – [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://www.transneft.ru/pressroom/rg11/> (дата обращения 6.08.2020).
3. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т. /под общ. ред. Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т. 1. – 494 с.
4. П.А. Ревель-Муроз. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий: дис. к.т.н – Уфа, 2018 – 202 с.
5. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
6. Фиков А.С. Потенциал энергосбережения от очистки магистральных нефтепроводов // Вестник Белорусско-Российского университета. – Могилев, 2010. – №1. – С. 174-181.
7. Рекомендации по подсчету экономии электроэнергии в нефтепроводном транспорте при внедрении организационно-технических мероприятий: утв. М-вом нефтяной промышленности Главтранснефть СССР 09.09.85. – Бугульма: НИС УСЗМН, 1985. – 30 с.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Бек В.Г.		14.06				
Руковод.		Антропова Н.А.		14.06			86	93
Консульт.		Брусник О.В.		14.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		14.06				

8. Очистные скребки типа СКР. Официальный сайт АО «Транснефть – Диаскан». – [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://diascan.transneft.ru/klientam/prodykciya/skrebki/> (дата обращения 10.03.2021).

9. Зозулина, О. А. Оптимизация режима работы магистральных насосных агрегатов при работе на коротких трубопроводах / О. А. Зозулина, Ю. Н. Панин, А. А. Нахлесткин // Лучшая студенческая статья 2019: сборник статей XXVI Международного научно-исследовательского конкурса: в 2 ч., Пенза, 20 декабря 2019 года. – Пенза: "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2019. – С. 41-46.

10. Применение ЧРП для повышения энергоэффективности насосной установки / А.В. Афанасьев, Л.М. Беккер, И.Б. Твердохлеб // XIII Международная научно-техническая конференция «Гервикон-2011»: Сумы, 6 – 9 сентября 2011 года. – Сумский государственный университет, 2011. – 6 с.

11. Сенкевич, И.В. Информационно-аналитическое сопровождение планирования грузопотоков в системе нефтепродуктопроводного транспорта/И.В. Сенкевич, Л.П. Тамразьянц//Транспорт и хранение нефтепродуктов. - 2005. - № 9. - С. 7-9.

12. Оценка эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов по снижению расхода электроэнергии / В. А. Шабанов, В. Ю. Алексеев, А. Р. Калимгулов, П. А. Ревель-Муроз // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 1. – С. 130-138.

13. Туманский А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2005. № 8. С. 11-14.

14. Беккер, Л. М. Расчет оптимального режима работы нефтепровода, оборудованного частотно-регулируемым приводом / Л. М. Беккер, К. Ю. Штукатуров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3(11). – С. 27-33.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист 87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15. ПАО «Транснефть» открыло завод по выпуску противотурбулентных присадок в Республике Татарстан. Официальный сайт ПАО «Транснефть». – [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://www.transneft.ru/newsPress/view/id/23791/> (дата обращения 19.07.2020).

16. В.Я. Грудз, Р.С. Аль-Дандал. Исследование влияния противотурбулентных присадок на гидравлическое сопротивление нефтепродуктопровода // Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа. – Ивано-Франковск, 2015. – С. 44 – 50.

17. ОТТ-23.040.00-КТН-232-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Установка для ввода противотурбулентных присадок. Общие технические требования ПАО «Транснефть». – М., 2019. – 69 с.

18. А. Ф. Бархатов. Основные проблемы энергосбережения в трубопроводном транспорте и направлениях их решения. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015;(6): С. 132-138.

19. А.Ф. Бархатов, П.Е. Настепанин. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М., 2014. – С.18 – 26.

20. Эффективная экономия. Компания «Транснефть» внедряет только энергосберегающие и окупаемые технические решения. Официальный сайт ПАО «Транснефть». – [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://www.transneft.ru/pressroom/rg7-1> (дата обращения 16.04.2021)

21. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06 – 85. Магистральные трубопроводы: нормативно-технический материал. – Взамен СНиП II-45-75; 1985 г.

22. ОР-75.180.00-КТН-039-08 Требования к технологическим схемам нефтеперекачивающих станций, профилям и схемам линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М., 2008. – 67 с.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

23. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М., 2002. – 106 с.

24. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам / Дис. канд. технич.наук. Ухта, 2011.

25. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов : учебное пособие / Ю.А. Краус. – Омск : издательство ОмГТУ, 2010.

26. Р 50-605-91-94 "Энергосбережение. Агрегаты насосные для транспорта нефти. Нормативные коэффициенты полезного действия. . – М., 1994.

27. Зайцев, Л.А. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов / Л.А. Зайцев, Г.С. Ясинский. – М.: Недра, 1980. – 187 с.

28. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов:учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; под ред. А.А. Коршак. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

29. Ахметов, Р.М. Диспетчеризация и учет на нефтепроводах / Р.М. Ахметов, Ю.В. Ливанов, А.В. Матвиенко. – М.: Недра, 1976. – 351 с.

30. Коршак, А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов / А.А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.

31. Афанасьев А.В., Беккер Л.М., Твердохлеб И.Б., Применение ЧРП для повышения энергоэффективности насосной установки: ст. XIII междунар. конф. «Гервикон», Сумы, 6–9 сентября 2011.

32. РД-29.160.30-КТН-071-15 Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М., 2015. – 28 с.

33. Алексеев, В.В. Рудничные насосные, вентиляторные и пневматические установки: Учебное пособие для вузов / В.В. Алексеев. – М.: Недра, 1983. – 381 с.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

34. Самоленков С.В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом: Дис. канд. техн. наук. – СПб., 2014г. –48-51 с.

35. Патент 2498116 «Система автоматического управления турбоагрегатом» / Кабанов О.В., Самоленков С.В.

36. ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

37. РД 153-39.4-056-00 - Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов

38. РД-29.020.00-КТН-027-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования.

39. РД-29.160.30-КТН-071-15 Методика оценки эффективности применения частотно-регулируемого электропривода на объектах магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

40. РД-29.160.30-КТН-267-10 Методика обоснования применения устройств регулирования пускового тока высоковольтных двигателей насосных агрегатов.

41. РД.040.00-КТН-011-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативных и технических документов.

42. Лезнов Б.С. Частотно-регулируемый электропривод насосных установок. – М.: Машиностроение, 2013. –176 с.

43. РД-91.140.50-КТН-043-11. Методика расчета расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти.

44. ОР-23.040.00-КТН-177-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок планирования режимов работы магистрального трубопровода.

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

45. АО «Транснефть – Западная Сибирь»: произв.-практ. изд. /Д.С. Снигерев [и др.]; АО «Транснефть – Западная Сибирь». – 8-е изд., испр. И доп. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2021. – 128 с.: ил.

46. РД-29.020.00-КТН-027-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования. - М: ПАО «Транснефть», 2017. - 502 с.

47. ОР-03.100.50-КТН-055-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок разработки, корректировки и контроля исполнения программ энергосбережения ОАО «АК «Транснефть».

48. РД-29.160.30-КТН-267-10. Методика обоснования применения устройств регулирования пускового тока высоковольтных двигателей насосных агрегатов.

49. РД-23.040.00-КТН-012-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативных и технических документов.

50. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1-01. Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть" специальными очистными устройствами (скребками).

51. Шабанов, В.А. Анализ результатов приближенной оценки снижения цикличности нагружения при использовании частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на эксплуатируемых нефтепроводах/В.А. Шабанов, П.А. Ревель-Муроз [и др.]//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 1 (103). - С. 64-75.

52. Шабанов, В.А. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов/В.А. Шабанов, П.А. Ревель-Муроз [и др.]//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2016. - № 2. - С. 11-17

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

53. РД 04-355-00 Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;

54. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ;

55. ГОСТ 12.2.061-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам;

56. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок;

57. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности;

58. ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний (с Поправками);

59. ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний;

60. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

61. ГОСТ 12.3.046-91 Система стандартов безопасности труда. Установки пожаротушения автоматические. Общие технические требования;

62. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;

63. ГОСТ 12.1.018-93 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования;

64. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

65. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 "О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов";

					Разработка мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности транспортировки нефти на трубопроводе «Юргамыш-Ленинск»	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		